

HELSINGIN KAUPPAKORKEAKOULU

Laskentatoimen laitos

Rahoitusteorian suuntautumisvaihtoehto



SÄHKÖN HINNAN MÄÄRÄYTYMINEN SÄHKÖPÖRSSI EL-EX:SSÄ

Helsingin
Kauppa korkeakoulun
Kirjasto

7056

Rahoituksen pro gradu

-tutkielma

Juha Raunio

Syyslukukausi 1997

Laskentatoimen

laitoksen

laitosneuvoston kokouksessa 16 / 10 19 97 hyväksytty

arvosanalla magna cum laude approbatur

KT Vesa Puttonen

KT Jari Käppi

SÄHKÖN HINNAN MÄÄRÄYTYMINEN SÄHKÖPÖRSSI EL-EX:SSÄ

Tutkielman tavoitteet

Tutkielman tavoitteena oli tutkia sähkön markkinahintaan vaikuttavia kysyntä- ja tarjontatekijöitä Suomen markkinoilla sekä estimoida sähkön hinnalle selitysmalli. Lisäksi pohdittiin sähköpörssi EL-EX:n tuotteiden käyttömahdollisuuksia ja pörssin spot- ja termiinimarkkinoiden hinnoittelun tehokkuutta.

Lähdeaineisto ja tutkimustapa

Tutkielman teoreettisen osan lähdeaineistona olivat pääasiassa sähkömarkkinoita koskevat koti- ja ulkomaiset tutkimukset. Empiirisen tutkimuksen aineisto koostui EL-EX:n ensimmäisen toimintavuoden sähkön päivittäisistä hintahavainnoista. Sähkön hintaa selittävinä muuttujina käytettiin mm. sähkön kulutus- ja hankintarakennetilastoja sekä norjalais-ruotsalaisen sähköpörssi Nord Poolin hintatietoja.

Regressiomallien estimoinneissa käytettiin tavanomaista PNS-menetelmää. Lineaaristen mallien lisäksi tutkittiin muuttujien riippuvuutta eksponentti- ja potenssi-funktiomalleilla sekä toisen asteen polynomimalleilla. Sähkön yö- ja päivähinnalle sekä hinnan viikkokeskiarvolle estimoitiin omat mallinsa.

Tulokset

Kaikilla hintasarjoilla päästiin yli 90 prosentin selitysasteeseen polynomimuotoisella regressiomallilla, joka sisälsi selittävinä muuttujina Nord Poolin hinnan, sähkön kulutuksen sekä mallista vaihdellen jonkin kolmannen muuttujan. Sähkön hinta näyttäisi nousevan kiihtyvällä vauhdilla kulutuksen kasvaessa.

Nord Poolin ja EL-EX:n sähkön hintojen välille löydettiin vahva positiivinen korrelaatio. Mikäli rajajohtojen siirtokapasiteetin riittävyys ei ole rajoittanut sähkön tuontia tai vientiä, pörssien hintojen väliin on jäänyt ainoastaan sähkön siirtoverkon rajatariffeista johtuva ero. Lauhdevoimatuotannon todettiin korreloivan positiivisesti kaikkien sähkön hintasarjojen kanssa, mikä tukee esitettyä teoriaa sähkön hinnan määräytymisestä kalleimman tuotantotavan rajakustannusten mukaan.

Avainsanat

sähköpörssi, sähkön hinnoittelu, sähkömarkkinat, hyödykepörssi

SISÄLLYS

KUVIO- JA TAULUKKOLUETTELO.....	IV
KÄSITTEITÄ JA YKSIKÖITÄ	V
1 JOHDANTO	1
1.1 TUTKIELMAN TAUSTAA	1
1.2 TUTKIELMAN TAVOITE	2
1.3 TUTKIELMAN RAKENNE	3
2 SÄHKÖMARKKINOIDEN ESITTELY	4
2.1 SÄHKÖN ERITYISPIIRTEET	4
2.1.1 Sähkön varastoitavuus	4
2.1.2 Kysynnän ajallinen vaihtelu	5
2.1.3 Sähkön toimitus	5
2.2 SÄHKÖMARKKINOITA KOSKEVAN LAINSÄÄDÄNNÖN UUDISTUMINEN	6
2.2.1 Säädellyt markkinat	6
2.2.2 Kilpailun vapautuminen - uusi sähkömarkkinalaki	7
2.3 SÄHKÖN KYSYNTÄ	9
2.3.1 Kulutuksen kehitys	9
2.3.2 Kulutus kysyntäsektoreittain	10
2.3.3 Kysynnän hintajousto	11
2.4 SÄHKÖN TARJONTA	12
2.4.1 Sähkön hankintarakenne	12
2.4.2 Tuotanto- ja jakelujärjestelmän rakenne	15
2.4.3 Vertikaalinen integraatio	17
2.5 SÄHKÖN HINNOITTELUKÄYTÄNNÖT	18
2.5.1 Käytössä olevat vähittäismyyntitariffit	18
2.5.2 Vähittäishinnan koostumus	19
2.5.3 Vähittäishinnan kehitys	21
2.5.4 Tukkusähkön hinnoittelu	22
2.6 SÄHKÖMARKKINOIDEN YHDENTYMISKEHITYS	23
2.6.1 Pohjoismaat	23
2.6.2 Euroopan Unioni	24
3 POHJOISMAISET SÄHKÖPÖRSSIT	26

II

3.1 EL-EX:N TUOTTEET JA TOIMINNAN ORGANISOINTI	26
3.1.1 Sähköpörssin perustaminen	26
3.1.2 Tuotteet ja kaupan organisointi	27
3.1.3 Kaupankäytikustannukset	28
3.2 NORD POOLIN TUOTTEET JA TOIMINNAN ORGANISOINTI	29
3.3 SÄHKÖPÖRSSIN TEHTÄVÄT JA TUOTTEIDEN KÄYTTÖMAHDOLLISUDET	30
3.3.1 Markkinahinta sähkölle	30
3.3.2 Hintariskin hallinta	31
3.3.3 Spekulointi	33
3.3.4 Suunnittelun apuväline	34
3.4 EL-EX SÄHKÖPÖRSSIN TEHOKKUUS	35
3.4.1 Tehokkaiden markkinoiden määritelmä	35
3.4.2 EL-EX:n operationaalinen tehokkuus	35
3.4.3 EL-EX:n allokatiivinen tehokkuus	36
3.5 EL-EX:N JA NORD POOLIN LIKVIDITEETTI	39
3.5.1 Likviditeetin kaksi osaa	39
3.5.2 Toteutunut likviditeetti	40
3.5.3 Likviditeetti tulevaisuudessa	42
3.6 SÄHKÖN HINTA EL-EX:ssä	42
3.7 EL-EX:N JA NORD POOLIN YHDISTYMINEN	43
3.7.1 Pohjoismaisen sähköpörssin edut	44
3.7.2 EL-EX:n ja Nord Poolin yhdistymisen esteet	44
4 SÄHKÖN HINNAN MÄÄRÄYTYMINEN - TEORIA JA HYPOTEESEIT	46
4.1 SÄHKÖMARKKINOIDEN KILPAILULLINEN TASAPAINOMALLI	46
4.1.1 Hinnoittelun perustekijät	46
4.1.2 Avointen sähkömarkkinoiden toimintaperiaate	47
4.1.3 Tuotannon laajentamisrajoitukset	49
4.1.4 Sähkön hinnan määräytyminen EL-EX:ssä	50
4.2 TUTKIMUSHYPOTEESEIT EL-EX:N HINTAAN VAIKUTTAVISTA TEKIJÖISTÄ	53
5 SÄHKÖN MARKKINAHINNAN SELITYSMALLI	55
5.1 TUTKIMUSAINEISTO	55
5.1.1 EL-EX:n hinta	55
5.1.2 Selittävien muuttujien aineistot	57
5.2 TUTKIMUSMENETELMÄT	59
5.2.1 Estimoitavat mallit	59
5.2.2 Tilastolliset menetelmät	60

III

5.3 TILASTOLLISTEN RIIPPUVUUKSIEN ETSIMINEN.....	63
5.3.1 Nord Poolin hinta.....	63
5.3.2 Lämpötila.....	67
5.3.3 Viikonpäivä.....	68
5.3.4 Sähkön kulutus.....	70
5.3.5 Sähkön hankintamuodot.....	71
5.3.6 Kaupankäyntivolyymin vaikutus.....	74
5.3.7 Teollisuustuotannon volyymi-indeksin ja IVO93-tukkariffin vaikutus.....	74
5.4 MALLIEN VALINTA JA TULKINTA.....	75
5.4.1 Koko aineistoa hyödyntävät mallit.....	75
5.4.2 Kotimaisiin kysyntä- ja tarjontatekijöihin pohjautuvat mallit.....	79
5.4.3 Edellisen periodin hinnan käyttö selittävänä muuttujana.....	80
6 TUTKIMUSTULOSTEN POHDINTAA.....	82
LÄHDELUETTELO.....	84
LIITTEET.....	88

KUVIOLUETTELO

KUVIO 1: SÄHKÖN KULUTUS 1970-1996 JA KASVUTRENDI	9
KUVIO 2: SUOMEN SÄHKÖN JAKELUJÄRJESTELMÄN RAKENNE.....	17
KUVIO 3: SÄHKÖN KESKIHINTA 1976-1997	21
KUVIO 4: EL-EX:N JA NORD POOLIN SPOT-MARKKINOIDEN PÄIVÄVOLYYMI 18.8.1996 - 28.8.1997	41
KUVIO 5: EL-EX:N SPOT-SÄHKÖN HINTA 18.8.1996 - 2.9.1997	43
KUVIO 6: SÄHKÖN HINTA JA KAKSI TUOTANTOTEKNIKKAA.....	48
KUVIO 7: SUOMEN SÄHKÖMARKKINOIDEN KYSYNTÄ JA TARJONTA	50
KUVIO 8: NORD POOLIN JA EL-EX:N PÄIVÄSÄHKÖN HINNAN RIIPPUVUUS	64
KUVIO 9: EL-EX:N JA NORD POOLIN VIIKON KESKIHINNAT	66
KUVIO 10: SÄHKÖN HINNAN JA LÄMPÖTILAN RIIPPUVUUS.....	67
KUVIO 11: SÄHKÖN HINNAN JA KULUTUKSEN RIIPPUVUUS	70
KUVIO 12: SÄHKÖN HINNAN JA LAUHDEVOIMATUOTANNON RIIPPUVUUS.....	73

TAULUKKOLUETTELO

TAULUKKO 1: SÄHKÖN KYSYNTÄ SEKTOREITTAIN VUONNA 1996	10
TAULUKKO 2: SÄHKÖENERGIAN HANKINTA 1995	12
TAULUKKO 3: SÄHKÖN HINNAN KOOSTUMUS 1.1.1997	20
TAULUKKO 4: EL-EX SÄHKÖTERMIINIT	27
TAULUKKO 5: HYPOTEESI SÄHKÖN HINTAAN VAIKUTTAVIEN TEKIJÖIDEN KORRELAATIOSTA	55
TAULUKKO 6: TILASTOMALLISSA KÄYTETYT MUUTTUJAT	59
TAULUKKO 7: SÄHKÖN HINTA VIIKONPÄIVITTÄIN	69
TAULUKKO 8: OSITTAISKORRELAATIOKERTOIMET SÄHKÖN KULUTUKSEN HUOMIOIMISEN JÄLKEEN	72
TAULUKKO 9: ESTIMOITUJEN POLYNOMIMALLIEN REGRESSIOKERTOIMET JA SELITYSASTEET	76
TAULUKKO 10: EKSPONENTTIFUNKTIOMUOTOISET REGRESSIOMALLIT.....	77
TAULUKKO 11: REGRESSIOMALLIT ILMAN NORD POOLIN HINTAA.....	79
TAULUKKO 12: EDELLISEN PERIODIN HINTAA HYÖDYNTÄVÄT REGRESSIOMALLIT.....	81

KÄSITTEITÄ JA YKSIKÖITÄ

Sähkövoima

Teho (P) = Mittaa laitteen kuluttamaa energiaa tai toisaalta voimalan tuottamaa energiaa
Yksikkö: Watti (W)

Energia = Mittaa kulutetun/ tuotetun energian määrää tunnin aikana

Yksikkö: 1 Wattitunti (Wh)
1 kWh = 1000 Wh
1 MWh = 1000 kWh = 10^6 Wh
1 GWh = 1000 MWh = 10^9 Wh
1 TWh = 1000 GWh = 10^{12} Wh

Esimerkiksi 60 watin tehoinen hehkulamppu kuluttaa yhden tunnin aikana 60 Wh eli 0,06 kWh sähköenergiaa. Sähkölaitokset ilmoittavat sähkön hinnan pienasiakkailleen yleensä yksikössä p/kWh. Sähköpörssissä kaupankäyntiyksikkönä on 1 MWh eli 1 MW:n suuruisen tehon toimitus yhden tunnin ajan.

Huipputeho = Sähkönkäyttäjälle mitattu suurin yhden tunnin tai muun ajan keskiteholukema.

Tariffi = Sähkøyhtiötä sitova sähkön hinta, jonka sähkölaitos tms. on julkaissut hinnastossaan yhdessä hinnoitteluperusteiden kanssa

Rahoitustermejä

Termiini/futuuri = Sopimus tulevaisuudessa tehtävästä kaupasta. Instrumentin ostaja (myyjä) sitoutuu ostamaan (myymään) kohde-etuutena olevan tuotteen sopimuksen erääntymispäivänä sopimushintaan.

Suomessa kielenkäyttö termiinien ja futuurin kohdalla on vakiintumatonta. Forward Contract, joka tarkoittaa OTC-johdannaista, suomennetaan yleensä termiiniksi. Futures Contract, joka tarkoittaa vakioitua, johdannaispörssissä noteerattavaa johdannaista, suomennetaan yleensä futuuriksi. Kuitenkin esimerkiksi Suomen Optiomeklarit Oy käyttää kaikista omista futuurituotteistaan - niin myös sähköjohdannaisista - nimitystä termiini.

Tässä tutkielmassa käytetään johdonmukaisesti nimitystä termiini. Asiayhteydestä ilmenee tarkoitetaanko tällä pörssissä noteerattavaa johdannaissopimusta vai OTC-johdannaista.

1 Johdanto

1.1 Tutkielman taustaa

Suomen sähkömarkkinat avautuivat kilpailulle uuden sähkömarkkinalain tultua voimaan kesällä 1995. Lakiuudistuksessa poistettiin suurin osa sähkön tuotantoa, myyntiä ja ulkomaankauppaa koskevista rajoituksista. Sähkön suurkäyttäjät ovat voineet valita vapaasti sähkön myyjänsä marraskuusta 1995 alkaen. Kaikille sähkönkäyttäjille kilpailu vapautui vuoden 1997 alussa.

Suomi avasi sähkömarkkinansa maailman ensimmäisten maiden joukossa. Euroopassa sähkömarkkinoita on vapautettu sääntelystä Suomen lisäksi vain Englannissa, Norjassa ja Ruotsissa. Englannissa ja Norjassa kilpailu alkoi 1990-luvun alkupuolella, kun taas Ruotsin sähkömarkkinoiden kehitys on tapahtunut samassa tahdissa Suomen kanssa.

Markkinoiden liberalisoinnin yhteydessä on alkanut sähkön pörssimuotoinen kauppa. Norjassa sähköpörssin kautta on käyty kauppaa sähkön spot- ja johdannaistuotteilla jo vuodesta 1991 alkaen. Vuoden 1996 alussa Ruotsin ja Norjan sähkömarkkinat yhdistyivät ja maailman ensimmäinen kansainvälinen sähköpörssi Nord Pool ASA aloitti toimintansa. Suomessa sähköpörssi EL-EX käynnisti toimintansa Suomen Optimeklarit Oy:n tytäryhtiönä elokuussa 1996. Kaupankäynnin kohteena ovat sähkötermiinit, joilla voidaan ostaa ja myydä lyhimmillään yhden tunnin pituisia, lähimmän viikon aikana erääntyviä sähkön toimituksia tai pisimmillään useamman viikon kestäviä, kahden vuoden kuluttua erääntyviä sähkön toimituksia.

Sähkö sopii erinomaisesti pörssikauppaan. Se on standardisoitu tuote, jonka laatu ei juuri vaihtelee. Pörssikaupan avulla saadaan sähkölle kysynnän ja tarjonnan lakien mukainen markkinahinta.

Koska sähkön hinta on määräytynyt markkinaehtoisesti vasta lyhyen aikaa, sähkön hinnan muodostusta on tähän asti tutkittu empiirisesti vain säännellyillä markkinoilla. Esimerkiksi Rännäri (1992) ja Lehto (1994) tutkivat sähköyhtiöiden yhtiömuodon, omistuksen ja sijainnin vaikutusta hinnoitteluun.

Teoreettisia tutkimuksia sähkön markkinahintaan vaikuttavista tekijöistä on tehty muutamia. Lehto (1995) osoitti, että täydellisesti kilpailluilla avoimilla markkinoilla sähkön markkinahinnan tulisi kaikissa olosuhteissa määräytyä tuotannon rajakustannusten mukaan. Sulamaa (1997) tutki teoriatasolla tukkusähkön hintatason muutosta siirryttäessä sähkön pörssikauppaan. Hän osoitti, että Suomen tukkusähkömarkkinoiden vähäisen kilpailun vuoksi, sähkön hinta nousee sääntelyn poistuttua. Midttun, Bakken ja Wenstop (1996) tutkivat markkinaosapuolten rationaalisuuden vaikutusta sähkötermiinien hinnan muodostukseen. He osoittivat, että mitä enemmän markkinaosapuolet perustavat hintaodotuksensa tilastollisiin todennäköisyyksiin ja pitkäaikaisiin hintatrendeihin lyhytaikaisten, hetkellisten tapahtumien sijasta, sitä pienempi on sähkötermiinien hinnan volatiliteetti.

1.2 Tutkielman tavoite

Tutkielman tavoitteena on tutkia sähkön markkinahintaan vaikuttavia kysyntä- ja tarjontatekijöitä Suomen markkinoilla.

Tarkoitus on ensin tunnistaa potentiaaliset hintaan vaikuttavat tekijät analysoimalla sähkön tuotanto- ja kulutusrakennetta sekä hyödyntämällä tehtyjä teoreettisia tutkimuksia. Sen jälkeen tutkitaan empiirisesti, korreloivatko löydetyt kysyntä- ja tarjontatekijät EL-EX:n hinnan kanssa. Sähkön hinnalle estimoidaan regressiomalli, jonka tarkoitus on kuvata sähkön hinnan rakenne ja suuruus mahdollisimman yksinkertaisesti ja helposti tulkittavasti.

Empiirisen tutkimuksen aineistona ovat EL-EX:n ensimmäisen toimintavuoden sähkön päivittäiset hintahavainnot. Sähkön hintaa yritetään selittää mm. ulkolämpötilalla sekä sähkön kokonaiskulutuksen määrällä ja hankintarakenteella. Lisäksi tutkitaan norjalais-ruotsalaisen sähköpörssi Nord Poolin ja EL-EX:n hintojen riippuvuutta.

Tutkielman toisena tavoitteena on esitellä EL-EX:n toimintaa ja sen tuotteiden käyttömahdollisuuksia. Työssä arvioidaan pörssin spot- ja termiinimarkkinoiden hinnoittelun tehokkuutta sekä mahdollisen Nord Poolin ja EL-EX:n yhdistymisen vaikutuksia.

1.3 Tutkielman rakenne

Tutkielma alkaa sähkömarkkinoiden yleisellä esittelyllä. Kappaleen 2 alussa käydään läpi sähkön erityispiirteitä verrattuna muihin hyödykkeisiin. Sen jälkeen esitellään kilpailun vapauttanut sähkömarkkinalaki. Sähkön kysyntätekijöitä eritellään kappaleessa 2.3 mm. jakamalla kulutus eri sektoreihin. Seuraavassa kappaleessa tutkitaan sähkön tarjontaa ja jakelujärjestelmän rakennetta. Kappaleessa 2.5 luodaan katsaus sähkön tukku- ja vähittäismyynnin hinnoitteluun. Kappaleen 2 lopussa esitellään sähkömarkkinoiden yhdistymiskehitystä toisaalta Pohjoismaiden ja toisaalta EU:n sisällä.

Kappale 3 käsittelee sähköpörssejä. Aluksi käydään läpi EL-EX:n ja Nord Poolin tuotteet sekä kaupankäynnin organisointi. Sähköpörssin merkitystä ja tuotteiden käyttömahdollisuuksia käsitellään kappaleessa 3.3. Seuraavaksi analysoidaan EL-EX:n tehokkuutta ja likviditeettiä. EL-EX:n toteutunut hintakehitys esitellään kappaleessa 3.6. Lopuksi pohditaan vielä EL-EX:n ja Nord Poolin mahdollisen yhdistymisen esteitä ja sen tuomia hyötyjä.

Kappaleessa 4.1 esitetään kilpailullinen tasapainomalli sähkön hinnan määräytymisestä. Mallin perusteella sähkön hinnan EL-EX:ssä pitäisi määräytyä kalleimman käytössä ole-

van tuotantotavan mukaan. Kappaleessa 4.2 kootaan yhteen hypoteesit sähkön hintaan vaikuttavista tekijöistä.

Sähkön markkinahinnan empiirinen tutkimus on kappaleessa 5. Aluksi esitellään tutkimusaineisto ja -menetelmät. Edellisessä kappaleessa esitetyille hypoteeseille pyritään löytämään tilastollinen merkitsevyys tutkimalla hinnan ja selittävien muuttujien välistä riippuvuutta muuttuja kerrallaan. Kappaleessa 5.4 estimoidaan useita vaihtoehtoisia sähkön hintaa selittäviä regressiomalleja.

Kappaleessa 6 esitetään yhteenveto saaduista tuloksista.

2 Sähkömarkkinoiden esittely

2.1 Sähkön erityispiirteet

Seuraavan tarkastelu ei ole tarkoitus olla kattava, vaan alla käsitellään vain tutkielman kannalta olennaisia sähkön erityispiirteitä.

2.1.1 Sähkön varastoitavuus

Nykyisin ei tunneta taloudellista tapaa varastoida sähköä laajamittaisesti. Akkuja voidaan käyttää pienten energiamäärien varastointiin mm. ajoneuvoissa ja erilaisissa varasähköjärjestelmissä. Suurten määrien varastointiin sähkö on muunnettava johonkin toiseen energiamuotoon. Niin sanotuissa pumppuvoimalaitoksissa sähkön avulla pumpataan vettä ala-altaasta yläaltaaseen, jolloin sähköenergia saadaan varastoitua korkeuseroihin perustavana potentiaalienergiana. Energiavarasto tyhjennetään juoksuttamalla yläaltaan vesi turbiinien läpi ala-altaaseen, jolloin energia muuttuu takaisin sähköksi. Pumppuvoimaloiden investointi- ja käyttökustannukset ovat korkeat. Niiden hyötysuhde on yleensä noin 65 %.

Useimmissa talousteoreettisissa teorioissa oletetaan implisiittisesti, että taustalla on perinteinen konkreettinen hyödyke, joka on varastoitavissa. Esimerkiksi yleisimmät termiini- ja futuurisopimusten hinnoittelumallit perustuvat spot- ja futuurimarkkinoiden väliseen arbitraasiin. Arbitraasihinnoittelussa hyödyke täytyy pystyä varastoimaan futuuri- tai termiinisopimuksen voimassaoloajaksi. Sähköä ei voida varastoida, joten myöskään arbitraasihinnoitteluteoriaa ei voida käyttää.

2.1.2 Kysynnän ajallinen vaihtelu

Sähkön kysyntää leimaa voimakas tunti-, vuorokausi- ja vuodenaikavaihtelu. Sähkön käyttö vähenee yönajaksi ja toisaalta viikonlopuiksi. Myös vuodenaikojen välinen ero on selvä. Kesällä sähkön kulutus on huomattavasti vähäisempää kuin talvella.

Kysynnän vaihtelu aiheuttaa sähkön hintaan vastaavan vaihtelun, joka hinnan selitysmallia rakennettaessa on pyrittävä ottamaan huomioon.

2.1.3 Sähkön toimitus

Materiaalisten hyödykkeiden toimituksissa on itsestään selvää, että tavaran toimittaja ja vastaanottaja tarkistavat toimituksen määrän, ja että eri toimitukset voidaan pitää erillään. Sähkön toimitukset tuottajilta kuluttajille tapahtuvat yhteisessä käytössä olevan verkon kautta. Verkossa eivät toimitukset esiinny erillään, vaan kaikkien tuottajien tuotanto yhdistyy verkkoon syötetyksi kokonaistuotannoksi, joka poistuu verkosta kaikkien siihen liittyneiden kuluttajien kulutuksena. Verkossa on joka hetki oltava tasapaino tuotannon ja kulutuksen välillä. (Kärkkäinen & Peltola 1996, 36)

Kukin verkkoon liittynyt tuottaja ja kuluttaja vastaa omasta tasapainostaan eli sähkötaseestaan tuotannollaan ja sopimuksillaan. Koska kulutusta on kuitenkin mahdotonta tietää tarkalleen etukäteen, selvitetään jälkikäteen tehdyllä tuntikohtaisella sähkötaseen

selvityksellä sähkömarkkinoilla toimivien osapuolten tuotanto ja hankinta sekä kulutus ja myynti. Sähkötase muodostuu kahdenvälisistä toimitussopimuksista, sähköpörssikaupoista sekä osapuolten fyysisestä sähkön kulutuksesta ja/tai tuotannosta. Jos osapuolen sähkön etukäteisostot eivät mene tasan kulutuksen kanssa, osapuolen sähkötaseen tasapainottaa ns. avoin toimittaja, joka taseen erotuksesta riippuen on sitoutunut ostamaan tai myymään sähköä. Näin jokaiselle tuotetulle ja kulutetulle sähköerälle löytyy toimittaja ja ostaja. (Kärkkäinen & Peltola 1996)

Sähköpörssi mahdollistaa sähkötaseen tasapainottamiseen tarvittavien pienten sähköerien myymisen ja ostamisen tehokkaalla tavalla.

2.2 Sähkömarkkinoita koskevan lainsäädännön uudistuminen

2.2.1 Säädellyt markkinat

Suomen sähkömarkkinat ovat olleet lainsäädännön avulla tiukasti säädellyt vuoden 1995 kesäkuuhun asti. Vuonna 1980 voimaan tulleen sähkölain (319/79) mukaan sähkölaitostoiminta ja voimalaitosten rakentaminen olivat luvanvaraisia. Kullekin sähkölaitokselle oli varattu yksinoikeus jakeluverkon rakentamiseen ja sähkön vähittäismyyntiin tietyllä maantieteellisellä alueella. Siten kaikki tiettyyn jakeluverkkoon liittyneet asiakkaat ostivat sähkönsä samalta sähkölaitokselta.

Sähkölaila luotiin lakisääteinen suunnittelujärjestelmä sekä valtakunnalliselle että alueelliseksi tasolle. Valtakunnallista sähköhuoltoa koordinoi sähköhuollon neuvottelukunta, joka suunnitteli keskitetysti mm. uusien voimalaitosten rakentamisen. Alueellisen sähköhuollon organisoimiseksi maa jaettiin 20 sähköhuollon yhteistoiminta-alueeseen.

Sähkölaki uudistettiin vuonna 1989 vastaamaan mm. uutta kilpailulainsäädäntöä. Euroopan yhdentymisen ja Suomen kilpailu-, energia- ja ympäristöpolitiikka edellyttivät kui-

tenkin heti lisämuutoksia lainsäädäntöön. Sähkölakiuudistuksen valmistelu aloitettiin vuonna 1990 perustamalla sähkölaitostoimikunta.¹

2.2.2 Kilpailun vapautuminen - uusi sähkömarkkinalaki

Uusi sähkömarkkinalaki (386/95) tuli voimaan kesäkuun 1995 alussa. Lain tavoitteeksi asetettiin sähkömarkkinoiden toimivuuden parantaminen ja sähkön tuotanto-, siirto- ja jakelujärjestelmän tehokkuuden ja kilpailukyvyn varmistaminen. Tarkoituksena on ollut vähentää kilpailun esteitä ja poistaa tarpeetonta sääntelyä siitä osasta markkinoita, jossa kilpailu on mahdollista. (Sähkömarkkinalain perustelut)

Sähkömarkkinalaissa on luovuttu sähkön myynnin, ulkomaankaupan ja tuotannon luvanvaraisuudesta. Vähittäismyyjiltä on näin poistunut aikaisempi alueellinen yksinmyyntioikeus. Sen sijaan verkonhaltijat tarvitsevat edelleen toiminnalleen luvan. Paikallisille jakeluverkkoyhtiöille määritetään toimiluvassa maantieteelliset vastuualueet, joilla niiden tulee liittää pyynnöstä kaikki verkkopalveluiden tarvitsijat verkkoonsa.

Sähkömarkkinalain 7. luvussa säädetään sähköliiketoimintojen eriyttämisestä toisistaan ja muista liiketoiminnoista. Lain mukaan verkkotoiminta, sähkön myynti- ja tuotantotoiminta on eriytettävä omiksi liiketoiminnoikseen ja niistä on tehtävä omat tuloslaskelmansa ja taseensa. Toisaalta kunnalliset sähkölaitokset on liikelaitostettava erilleen kunnan muusta toiminnasta. Eriyttämisen tarkoituksena on helpottaa toimiluvanalaisen ja markkinaehtoisien sähköliiketoiminnan välisen subventiokiellon valvontaa. Näin voidaan valvoa, että alueellisella yksinoikeudella verkkotoimintaa harjoittavat yhtiöt toimivat tehokkaasti ja siirtopalveluiden hintoja ei ole asetettu liian korkeiksi. (KTM:n työryhmä- ja toimikuntaraportteja 18/1995, 11)

¹ Seikkaperäisen kuvan Suomen sähkölainsäädännön kehityksestä saa esimerkiksi KTM:n energia-asioista vastaavan ylijohtaja Taisto Turusen artikkelista (1996).

Verkkoyhtiöiden siirtohintojen on oltava julkisia, kohtuullisia ja tasapuolisia kaikille asiakasryhmille. Hinnoittelua ohjaa niin sanottu pistehinnoitteluperiaate, jolla tarkoitetaan, että asiakas saa siirtomaksut suorittamalla oikeuden käyttää liittymästään käsin koko maan sähköverkkoa, ulkomaanyhteyksiä lukuun ottamatta. Verkkopalvelujen hinta ei siis riipu sähkönsiirtomatkasta. Siirtohintojen kohtuullisuutta ja kilpailun toteutumista valvoo Sähkömarkkinakeskus, joka on kauppa- ja teollisuusministeriön alainen asiantuntijavirasto.

Kilpailun vapautuminen on tapahtunut asteittain. Ensi vaiheessa kilpailun piiriin pääsivät sähkönsuurkuluttajat, joiden tarvitsema käyttöpaikkakohtainen teho on yli 500 kW. Vuoden 1997 alussa kilpailu laajeni periaatteessa koskemaan kaikkia sähkönskäyttäjärühmiä. Sähkömarkkina-asetus (6 §) vaatii kuitenkin, että kuluttajalla on käytössään mittari, jolla sähkönskäyttö voidaan mitata ja rekisteröidä tunneittain. Lain edellyttämä tuntimittari maksaa asennuksineen ja oheislaitteineen 3.000-7.000 mk, joten yksittäisille kotitalouksille sen hankkiminen ei ole kannattavaa.

Jos Sähkömarkkinat ilman tuntimittausta - työryhmän (KTM:n työryhmä- ja toimikunta-raportteja 2/1997) ehdotus sähkömarkkinalain muuttamisesta toteutuu, kotitaloudet voivat kilpailuttaa sähköyhtiöitä myös ilman erityistä mittauslaitetta vuoden 1998 alusta. Silloin otettaisiin käyttöön ns. tyypikuormituskäyrät, joita olisi omansa tavalliselle sähkönskäyttäjälle, sähkölämmitteisille asunnoille ja muille käyttäjille. Kuluttajan täytyisi myyjien kilpailuttamista varten tietää ainoastaan, mihin käyttäjäryhmään hän kuuluu ja kuinka paljon sähköä hän suurin piirtein käyttää. Sähkömyyjän vaihtamisesta ei aiheutuisi kuluttajalle ylimääräisiä toimenpidemaksuja. Vastaavanlainen järjestelmä on jo käytössä Norjassa, missä siitä on saatu hyviä kokemuksia.

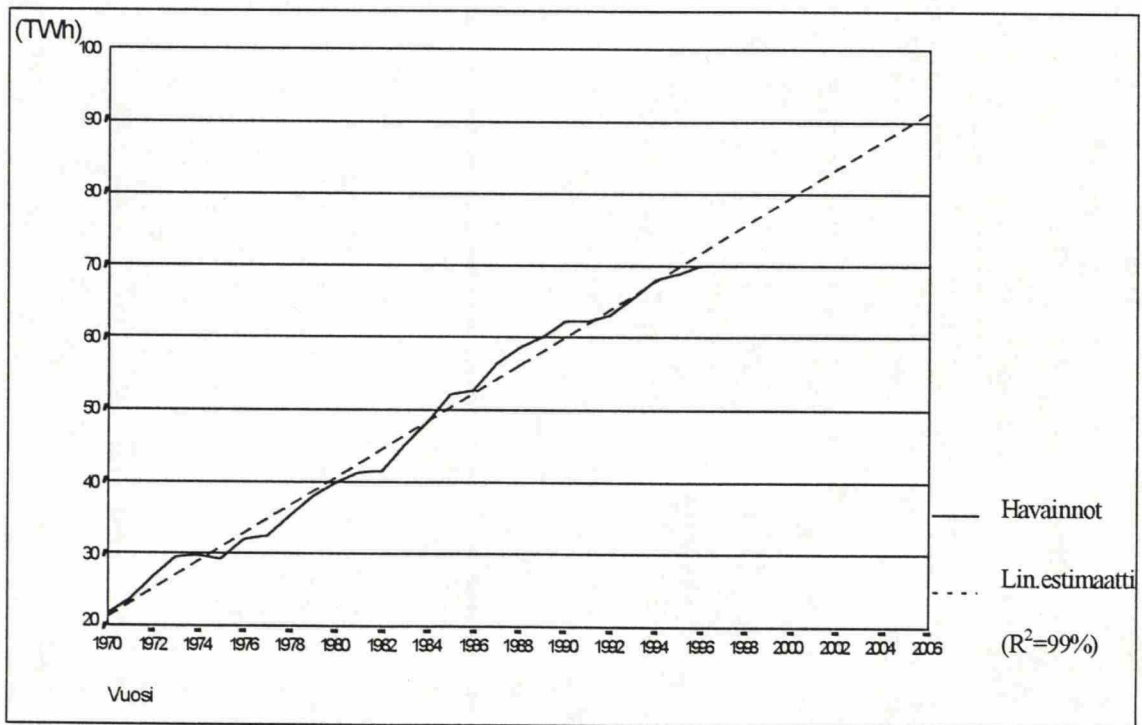
Työryhmän mukaan vapaan kilpailun ulottaminen mahdollisimman suureen osaan sähkökaupasta on paras keino estää hintojen ristiinsubventio, jossa pienkäyttäjät joutuvat maksamaan teollisuussektorin alennukset.

2.3 Sähkön kysyntä

2.3.1 Kulutuksen kehitys

Suomen korkea elintaso, energiaintensiivinen prosessiteollisuus sekä kylmä ilmasto ovat johtaneet korkeaan sähkönkulutukseen. Vuonna 1996 sähkön kulutus oli 70,0 TWh (Sener 1997). Kulutuksen kehitys vuodesta 1970 selviää kuviosta 1.

Kuvio 1: Sähkön kulutus 1970-1996 ja kasvutrendi



Lähde: Energiatilastot 1995

Sähkön kokonaiskulutus on edelleen kasvussa. Kauppa- ja teollisuusministeriön arvion mukaan kasvu on noin 2 TWh vuodessa vuoteen 2005 saakka (KTM:n työryhmä- ja toimikuntaraportteja 21/1996, 49). Tavanomaisella PNS-menetelmällä estimoidun lineaarisen korrelaatio-suoran mukaan sähkönkulutus olisi vuonna 2005 jo 90 TWh.

2.3.2 Kulutus kysyntäsektoreittain

Sähköenergiailiiton tilastojen mukaan sähkön kulutus jakaantui eri kysyntäsektoreihin taulukon 1 mukaisesti.

Taulukko 1: Sähkön kysyntä sektoreittain vuonna 1996

<i>Kysyntäsektori</i>	<i>TWh</i>	<i>Osuus</i>
Teollisuus ja rakentaminen	37,140	53 %
Koti- ja maataloudet	17,800	25 %
Palvelut ja julkinen kulutus	12,130	17 %
Siirto ja jakeluhäviöt	2,969	4 %
YHTEENSÄ	70,039	100 %

Lähde: Sener 1997

Teollisuuden osuus sähkön kokonaiskulutuksesta on pienentynyt viimeisten kahden vuosikymmenen aikana, mutta silti teollisuus kuluttaa yli puolet kaikesta sähköstä. Teollisuuden tarvitseman sähkötehon ja -energian määrä riippuu teollisuuden rakenteesta, valitusta tuotantotekniikasta ja lopputuotteen kysynnästä. Tuotantotekniikkaan vaikuttavat pitkällä aikavälillä sähkön ja vaihtoehtoisten energialähteiden hinnat. Vaikka tuotosyksikköä kohden käytetyn energian määrä onkin pienentynyt prosessien tehokkuuden myötä, tämä ei ole näkynyt sähkön kulutuksen pienenemisenä. Uusissa ja korvaavissa investoinneissa sähköä käyttävät prosessit ovat syrjäyttäneet muut energialähteet. (KTM:n katsauksia 1990, 61-67) Lyhyellä aikavälillä suurin sähkön teollisuuskysynnän selittäjä on prosessien käyttöaste, joka riippuu mm. lopputuotteiden kysynnästä.

Kotitalouksissa¹ sähköä käytetään lämmitykseen, valaistukseen ja erilaisten sähkölaitteiden käyttöön. Mikään laite ei yksinään kuluta hyvin paljon, joten kysyntä koostuu pienistä osista. Muun kotitalouksikysynnän kuin sähkön lämmityskysynnän taloustieteelliset selittämisyritykset ovat kohdanneet vaikeuksia. Tärkeimpiä selittäjiä kuitenkin lienevät kotitalouksien omistama laitekanta ja elintavat.

¹ Maatalouden osuus sähkön kokonaiskysynnästä on hyvin pieni - noin 3 prosentin luokkaa.

Palveluiden ja julkisen sektorin sähkön kysyntä selittyy melko pitkälle samoilla seikoilla kuin kotitalouksien kysyntä. Sähköä kuluu lämmitykseen, valaistukseen ja erilaisten sähkölaitteiden käyttöön.

Kaikkia kysyntäsektoreita yhdistää sähkön lämmityskysyntä, joka on noin 11 prosenttia sähkön kokonaiskulutuksesta. Sähkön käyttö lämmitystarkoituksiin on yleistynyt maassamme viime vuosikymmeninä. Vuonna 1996 sähköllä lämmitettiin noin 550.000 asuntoa, joissa asuu runsaat 1,5 miljoonaa suomalaista. (Sener 1997) Sähkölämmitys voi olla joko suora tai epäsuora. Suorassa lämmityksessä syötetään lämmitysenergia verkosta huonekohtaisiin lämmittimiin. Epäsuorassa lämmityksessä taas energia lämmittää vesikattilan veden, joka kiertää sitten huonekohtaisissa lämmittimissä. Epäsuorassa sähkölämmityksessä voidaan vesi lämmittää yöllä ja näin tasata sähkön kulutusta. Asuinpinta-ala ja ulkolämpötila ovat luonnollisesti sähkön lämmityskysynnän selittäjiä.

2.3.3 Kysynnän hintajousto

Sähkön lyhyen aikavälin kysyntä on lähes joustamatonta hinnan suhteen. Esimerkiksi asuntojen lämmitystä ei voida nopeasti muuttaa toimimaan toisella energialähteellä. Ainoa mahdollisuus reagoida sähkön hinnan nousuun on sisälämpötilan pienentäminen. Pitkällä aikavälillä sähkölämmityksen substituuotteja ovat mm. öljy, puu ja kaukolämpö. Teollisuuden mahdollisuudet reagoida sähkön hinnan nousuun lyhyellä aikavälillä rajoittuvat useimmiten tuotannon supistamiseen.

Vaage (1995) tutki Norjassa, miten kotitalouksien sähkön kulutus muuttuu, kun vaihdetaan kiinteähintaisesta sähköstä time-of-use (TOU) hinnoitteluun. TOU-hinnoittelussa sähkön hinta riippuu kellon- ja vuodenaikasta. Sähkö on kalleinta talvipäivisin ja halvinta kesäöisin. Vaage löysi tilastollisesti merkittävän jouston päivä- ja yösähkön väliselle substituuotiolle. Kotitaloudet siirsivät paljon energiaa kuluttavien kodinkoneiden käyttöä

yöaikaan. Tuloksen merkityksellisyyttä vähentää kuitenkin se, että hintajousto oli suurin kesällä, jolloin sähkön kulutus muutenkin on alhaisempaa kuin talvella.

Suomalaisella aineistolla sähkön hintajoustoa on tutkittu varsin vähän. Asplundin tutkimuksessa (1983, 94-96) kotitalouksien lyhyen ajan hintajoustoksi saatiin -0,2 ja -0,3:n välillä oleva luku. Pitkällä aikavälillä jousto vaihteli -0,5 ja -0,7 välillä.

2.4 Sähkön tarjonta

2.4.1 Sähkön hankintarakenne

Suomen sähkön hankinta jaetaan yleensä vesi-, ydin-, vastapaine- ja lauhdutusvoimaan sekä nettotuontiin. Vuonna 1995 sähköenergian hankintarakenne oli taulukon 2 mukainen.

Taulukko 2: Sähköenergian hankinta 1995

<i>Tuotantomuoto</i>	<i>Tuotanto TWh</i>	<i>% osuus</i>
Vesivoima	12,8	19 %
Ydinvoima	18,1	26 %
Vastapainevoima, josta	20,7	30 %
- kaukolämmityksen yhteydessä		16 %
- teollisuuden prosessien yhteydessä		14 %
Lauhdutusvoima	8,9	13 %
Nettotuonti (tuonti - vienti)	8,4 69,0	12%

Lähde: Energiatilastot 1995

Vesivoimalaitos muuttaa sähköksi virtaavan veden energiaa. Koskeen rakennettu voimalaitos patoineen toimii kuin hana, jolla pystytään muuttamaan veden virtaamaa ja edelleen sähkön tuotantomäärää. Helpon tuotannon säätelyn ansiosta vesivoimalla on hyvät tekniset edellytykset tasoittaa sähkön kulutuksen pieniä muutoksia vuorokauden sisällä. Kos-

ka vesivoiman raaka-aine sinänsä on ilmaista, sen muuttuvat kustannukset ovat lähellä nollaa. Toisaalta vesivoiman käyttöä mutkistaa veden määrän riippuvuus sateista.

Ydinvoima kuuluu tuotantotapansa puolesta lauhdutusvoimaan, mutta polttoaineen erityispiirteiden vuoksi se tilastoidaan erikseen. Ydinpolttoaineen radioaktiiviset ominaisuudet edellyttävät voimalaitokselta monia sellaisia ominaisuuksia, että ydinvoimalaitoksen kiinteät kustannukset nousevat huomattavasti samankokoisen tavallisen lauhdevoimalaitoksen kustannuksia suuremmaksi. Ydinvoiman muuttuvat kustannukset ovat sen sijaan vesivoiman jälkeen toiseksi alhaisemmat. (Lehto 1995, 32). Ydinvoimalaitokset tuottavat yleensä sähköjärjestelmän peruskuormaa täydellä teholla, eivätkä ne teknillisistä tai taloudellista syistä sovi tehon vuorokausisäätöön.

Vastapainevoima on saanut nimensä tuotantoprosessinsa teknisen erityispiirteen vuoksi. Ideana on kuitenkin lämmön ja sähkön yhteistuotanto. Vastapainelaitos käyttää raaka-aineenaan hiiltä, turvetta, maakaasua tai raskasta polttoöljyä, josta se tuottaa integroidulla prosessilla samanaikaisesti lämpöä ja sähköä. Lämmön kulutuskohteen mukaan vastapainevoima voidaan erotella kaukolämpövoimaan ja teollisuuden prosessien yhteydessä tuotettuun sähköön. Huomattavaa vastapainevoiman kohdalla on, että sähkön tuotannon edellytyksenä on lämmön tarve. Mikäli on olemassa riittävän suuri ja keskittynyt lämmön kysyntä, saadaan sivutuotteena edullista sähköä.

Lauhdutusvoima ei peruspiirteiltään eroa vastapainevoimasta. Lämmön hyötykäytön korvaa keinotekoinen jäähdytys, kylmä merivesi. Sähköä saadaan polttoaineesta vastapainevoimaan verrattuna enemmän, mutta toisaalta hukkalämpöä on paljon. Polttoaineen energiasta saadaan talteen vain noin 40 prosenttia. Lauhdutusvoimalla sähkön tuotanto on siten kalliimpaa kuin vastapainevoimalla (Lehto 1995, 32).

Kaasuturbiinilaitokset toimivat vara- ja huippuvoimalaitoksina. Polttoaineena käytetään kevyttä polttoöljyä ja maakaasua, mutta hyötysuhde on vain noin 20 prosenttia. Kaasuturbiinilaitoksen kiinteät kustannukset ovat varsin pienet, mutta muuttuvat kustannukset ovat monikertaiset muihin tuotantotapoihin verrattuna. Laitosten vuotuinen käyttöaika

rajoittuu kovimmille talvipakkasille sekä muun tuotantokoneiston vikaantumisen ajaksi. Vuonna 1995 tämän ns. huippuvoiman osuus jäi niin vähäiseksi, ettei sitä näy edellisessä taulukossa.

Tuonnilla on katettu viime vuosina Suomen sähköhankinnasta noin 10 prosentin osuus. Venäjältä on tuotu ydinsähköä 1980-luvun alkupuolesta lähtien tasaisesti 4-5 TWh vuositain. (KTM:n työryhmä- ja toimikuntaraportteja 21/1996, 33) Tuonti Ruotsista ja Norjasta on vaihdellut maiden vesitilanteiden mukaan, mutta yleensä Suomi on ollut sähkön nettotuojaa. Kuitenkin esimerkiksi vuosi 1996 oli Ruotsissa ja Norjassa kuivin vuosikymmeniin ja maiden talvi oli ankara. Niinpä Suomi veikin vuonna 1996 sähköä länteen enemmän kuin toi sieltä (SENER 1997).

Haluttaessa verotuksella ja muilla viranomaismaksuilla voidaan muuttaa sähkön tuotantomuotojen edullisuusjärjestystä. Vuonna 1990 Suomessa otettiin käyttöön ympäristöpoliittisilla perusteilla polttoaineveroja, jotka määräytyivät käytettyjen fossiilisten polttoaineiden hiilisisällön perusteella. Vuodesta 1994 alkaen vero määrättiin myös energialähteen energiasisällön perusteella, jotta vesi- ja ydinvoimalla tuotettu sähkö saatiin veron piiriin. Tuontisähköä verotettiin kotimaisen sähkön keskimääräisen verorasituksen mukaan.

Koska Suomen teollisuuden kannalta tärkeissä kilpailijamaissa ei ole juuri ympäristöperusteisia energiaveroja, ne haittasivat Suomen teollisuuden kilpailukykyä. Energiaverotus päätettiin uudistaa siten, että vuoden 1997 alusta siirryttiin verottamaan polttoaineiden sijasta sähkönkäyttöä. Tässä yhteydessä verorasitusta jaettiin uudella tavalla teollisuuden ja muiden sähkön käyttäjien kesken. Uudessa järjestelmässä teollisuus maksaa sähköveroa käyttämästään sähköstä 1,675 p/kWh ja muut käyttäjät 3,1 p/kWh¹. Lisäksi kummaltakin ryhmältä peritään huoltovarmuusmaksua 0,075 p/kWh. Yhdistettyyn sähkön ja lämmön tuotantoon jäi myös polttoaineen hiilipitoisuuteen perustuva vero. Sen

¹ 1.1.1998 alkaen. 1.1. - 31.3.1997 kumpikin ryhmä maksoi 2,4 p/kWh, 1.4. - 31.12.1997 teollisuuden vero on 1,45 p/kWh ja muiden käyttäjien 3,3 p/kWh.

osuus esimerkiksi kivihiilen hinnasta on vajaat 40 prosenttia, kun taas polttoturpeen käyttöä tuetaan verottamalla sitä vain 10 prosenttia hinnasta. (HE 1996/225 ja Verolaki 511/1996)

Erot tuotantokustannuksissa siis periaatteessa ratkaisevat, mikä voimala on käytössä ja mikä ei. Yleensä kuitenkin kalleimmat käyttökustannukset omaava laitos supistaa tuotantoa sähkön kulutuksen laskiessa riippumatta siitä, onko kalleus verotuksesta tai teknistaloudellisista syistä aiheutuva. Muuttuvien kustannusten mukaan edullisinta on tuottaa sähköä vesivoimalla, ydinvoimalla ja vastapainevoimalla, jotka muodostavatkin sähkön perustuotannon Suomessa. Talvisin käytetään lisäksi lauhdevoimaloita ja tarpeen vaatiessa myös kaasuturbiinilaitoksia.

2.4.2 Tuotanto- ja jakelujärjestelmän rakenne

Sähkön tuotanto- ja jakelujärjestelmä muodostuu seuraavista toiminnoista: tukkusähkön tuotanto ja myynti, sähkön siirto kantaverkossa, sähkön siirto alue- ja jakeluverkoissa sekä sähkön vähittäismyynti.

Valtaosasta Suomen tukkusähkön tuotantoa huolehtivat valtion omistama Imatran Voima Oy (IVO) ja pääosin teollisuuden omistama Pohjolan Voima (PVO) konserni. Imatran Voiman osuus tuotannosta yhdessä sen voimalaitososuuksien kanssa on noin 40 prosenttia. Pohjolan Voima konsernin ja sen osakkeenomistajien osuus on niinkään 40 prosenttia. Lopusta tuotannosta vastaavat lähinnä yksityiset sähkölaitokset.

Imatran Voima oli aikaisemmin käytännössä ainoa tuottaja, joka möi sähköä muille kuin omistajilleen. PVO-yhtiöiden tuotannosta suurin osa on mennyt omakustannushintaan sen omistaville suurille teollisuusyrityksille ja sähkölaitokset ovat käyttäneet tuottamansa sähkön itse. Viime vuosina IVO:n lisäksi tukkusähköä on avoimesti kaupitellut myös ruotsalainen Vattenfall. Vattenfallin sähkön hankinta perustuu tällä hetkellä tuontiin Ruotsista, mutta se on suunnitellut oman voimalaitoksen rakentamista Suomeen.

Uusin tukkusähkön hankintakanava on sähköpörssi EL-EX. Sähkøyhtiöt ja sähkön käyttäjät voivat periaattessa hoitaa vaikka koko sähkön hankintansa sähköpörssin kautta. Käytännössä pörssin kautta on tähän saakka välitetty vain marginaalieriä pääosan kaupasta perustuessa edelleen kahdenvälisiin sopimuksiin. Pörssin osuus sähkökaupasta tulee kuitenkin lähi vuosina lisääntymään vanhojen, pitkäaikaisten tukkumyyntisopimusten umpeutuessa

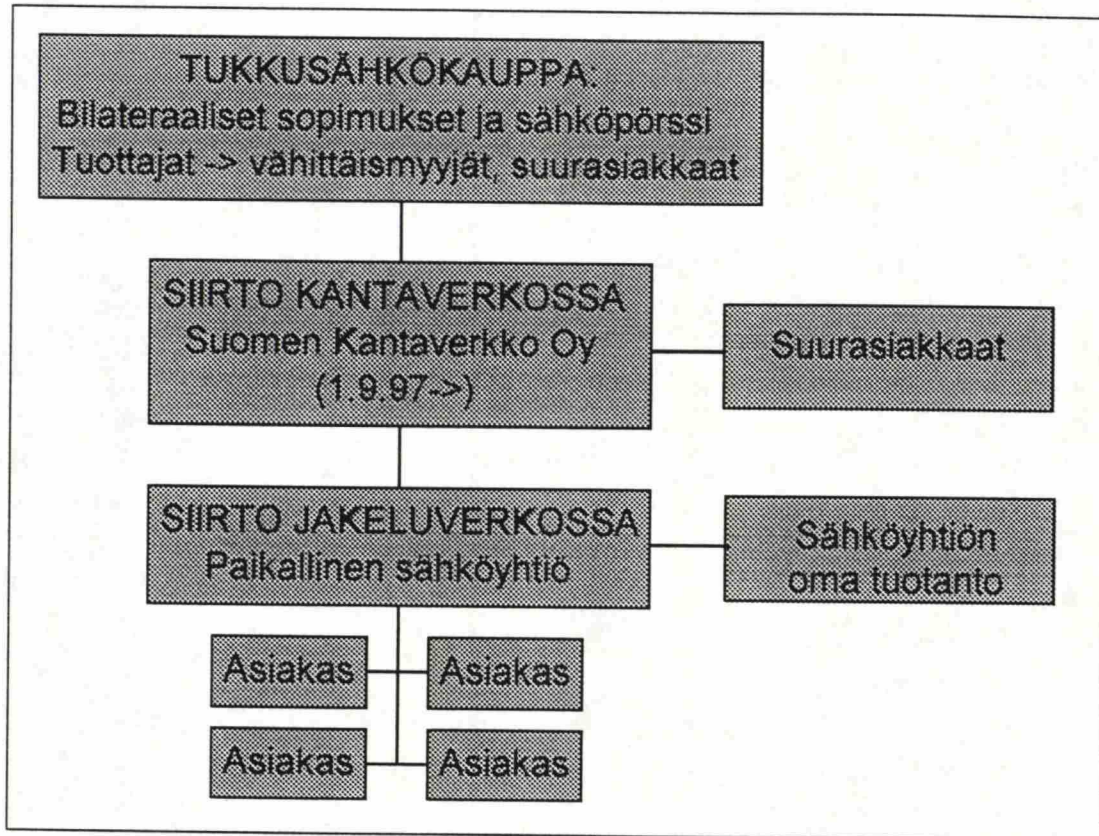
Sähkön siirto voimalaitoksilta tukkusähkön ostajille tapahtuu sähkön kantaverkon kautta. Suomen kantaverkko on ollut pääasiassa kahden yhtiön hallinnassa: IVO Voimansiirron (IVS) ja Teollisuuden Voimansiirron (TVS). IVS on huolehtinut IVO-ryhmän sähkön siirrosta ja TVS PVO-yhtiöiden sähkön siirrosta. Kansainvälisesti katsoen on ollut hyvin poikkeuksellista, että kantaverkon omistaa kaksi kilpailevaa yhtiötä. Kaikkialla muualla Euroopassa sähkön kantaverkko on yhden yhtiön hallussa. Suomessa päätettiin siirtyä vastaavaan käytäntöön sähkömarkkinalain säätämisen yhteydessä. IVS ja TVS möivät omistansa kantaverkon Suomen kantaverkko Oy:lle, joka aloitti toimintansa syyskuun 1997 alussa.

Suurteollisuus voi liittyä suoraan sähkön kantaverkkoon ja ostaa sähkönsä tukkumyyjiltä. Sen sijaan pienteollisuus, palvelusektori ja kotitaloudet ostavat tarvitsemansa sähkön vähittäismyyjän kautta. Paikallinen sähkøyhtiö siirtää sähkön loppukuluttajalle omistamansa alue- ja jakeluverkon kautta.

Vanhan sähkölain aikaan sähkön vähittäismyynnistä ja sähkön siirrosta jakeluverkossa vastasi sama paikallinen sähkøyhtiö. Uuden sähkömarkkinalain myötä sähkön vähittäismyyjä ja verkkoyhtiö eivät ole sidottu toisiinsa. Paikallinen sähkøyhtiö vastaa aina sähkön siirrosta, mutta sähkön myyjän maantieteellisellä sijainnilla ei ole väliä. Jos esimerkiksi, helsinkiläinen kuluttaja päättää ostaa sähkönsä Kuopion Energialta, Helsingin Energian on huolehdittava sähkön siirrosta niin, että kuluttaja saa sähkönsä Kuopiosta. Kuopion Energia toimittaa sähkön kantaverkkoon, josta Helsingin Energia siirtää sen jakeluverkon kautta edelleen asiakkaalle.

Yhteenvedona sähkön tuotanto- ja jakelujärjestelmän rakenteesta on kuvio 2.

Kuvio 2: Suomen sähkön jakelujärjestelmän rakenne



2.4.3 Vertikaalinen integraatio

Kilpailun vapautuminen on aiheuttanut sähköyhtiöiden fuusioita ja omistuspohjan muutoksia. Sähkön tuottajat ovat tulleet mukaan sähkön vähittäismyynti- ja jakelutoimintaan ostamalla kunnallisia ja yksityisiä sähkölaitoksia. Vuonna 1994 jakeluyrityksiä oli 127 (Kärkkäinen & Peltola 1996, 36), kun 31.12.1996 niitä oli enää 114 (SENER 1997). Vuonna 1997 sähkömarkkinoiden uusjako on edelleen kiihtynyt.

Rohkeimmat veikkaajat ennustavat, että fuusioiden ja yrityskauppojen kautta sähköyhtiöiden määrä vähenee pariinkymmeneen tai sen allekin. Suurimpia ostajia ovat olleet Imat-

ran Voima, joka on ilmoittanut tavoittelevansa 30 prosentin osuutta sähkön vähittäismyynnistä ja Vattenfall, joka pyrkii saamaan 10-15 prosentin osuuden markkinoista (KL 18.6.1997). Viime aikoina myös pienemmät yhtiöt, kuten Espoon sähkö, ovat lähteneet kilpaan mukaan.

Kauppa- ja teollisuusministeriön vertikaalista integraatiota selvittänyt työryhmä (KTM:n lehdistötiedote 1997) arvioi, että liian pitkälle menevä sähkömarkkinoiden keskittyminen ja tuottajien osallistuminen sähkön jakeluun, on haitallista. Sähkön pienkäyttäjät ja kotitaloudet joutuvat kantaman mahdolliset keskittymisen aiheutumat lisäkustannukset. Työryhmän mukaan tulisi mahdollisimman pian pysäyttää kehitys, joka vähentää sähkönkäyttäjien valinnanmahdollisuuksia.

Työryhmä ehdottaa, että sähkömarkkinalakia muutettaisiin ja luotaisiin markkinaosuuden rajoitusjärjestelmä. Yhdellä omistajalla ei saisi olla yli 20 prosentin osuutta sähkön jakelusta. Lisäksi valvovan viranomaisen eli Sähkömarkkinakeskuksen resursseja tulisi vahvistaa. Näin saataisiin paremmat edellytykset valvoa yrityskaupoista syntyneiden kustannusten kohdistamista sähkön käyttäjille.

Sähkøyhtiöiden fuusioista on toisaalta ollut myös hyötyä. Yritysostojen kohteeksi ovat joutuneet yhtiöt joiden toiminta on ollut tehotonta (Lehto 1997, 193) Toiminnan tehostuminen uuden omistajan myötä ja isojen yksiköiden tuomat skaalaedut johtavat kansantalouden kannalta parempaan lopputulokseen kuin pienet tehottomat yksiköt.

2.5 Sähkön hinnoittelukäytännöt

2.5.1 Käytössä olevat vähittäismyyntitariffit

Vaikka Sähköenergialiitto ei enää annakaan suosituksia sähkön myyntitariffien rakenteesta, voidaan käytössä olevat tariffit yhä jakaa yleis- aika- ja tehotariffeihin.

Yleistariffi on tarkoitettu pieneen tai epätasaiseen sähkön käyttöön. Tyypillinen asiakas on sähkölämmitystä käyttämätön kotitalous. Sähkön hinta koostuu kiinteästä kuukausimaksusta (perusmaksu) ja vakiohintaisesta energiamaksusta.

Aikatariffi on myös pienjännitetariffi, jonka tyypillinen käyttäjä on sähköllä taloan lämmitävä kuluttaja tai maanviljelijätalous. Aikatariffissa on kiinteä perusmaksu ja vuorokauden ajan mukaan vaihteleva energiamaksu. Sähkö hinta on yöllä halvempaa kuin päivällä.

Tehotariffeja on erikseen pien- ja suurjänniteasiakkaille. Tariffien rakenne on huomattavasti monimutkaisempi kuin edellä ja lisäksi vaihtelu sähköyhtiöiden välillä on suurta. Yleensä kuitenkin tehotariffeissa on perus- ja energiamaksujen lisäksi asiakkaan tarvitsemaan sähkön maksimitehoon verrannollinen tehomaksu. Maksut vaihtelevat vuorokauden- ja vuodenajan mukaan pyrkien jäljittelemään sähkön tuotantokustannusten vaihtelua.

Kilpailun vapauduttua asiakkaiden on mahdollista pyytää yhtiöiltä julkisista tariffeista poikkeava räätälöity tarjous. Sähköyhtiöt voivat myydä sähköä haluamillaan ehdoilla ja tariffirakenteet ovat yhtiöille myös yksi kilpailukeino. Imatran Voima Oy:n omistamat sähkön vähittäismyyjät ovat mm. kokeilleet loppuasiakashinnoittelua, jossa sähkön hinta on sidottu sähköpörssi EL-EX:ssä noteerattuun hintaan (Montonen 3.9.1997).

2.5.2 Vähittäishinnan koostumus

Sähkön vähittäishinta muodostuu sähkön energiamaksun lisäksi siirron ja jakelun kustannuksista sekä veroista. Sähköpörssissä noteeraattava sähkön markkinahinta sisältää vain energiamaksun.

Taulukossa 3 on vertailtu 60 m²:n kerrostalohuoneistossa asuvan kotitalouden (K1) ja keskisuuren teollisuusyrityksen (T3) sähkön hinnan koostumusta 1.1.1997. Vertailu pe-

rustuu Sähköenergiailiiton tilastoimiin sähkön tyyppikäyttäjien keskimääräiseen sähkön kokonaishintaan ja siirron hintaan.

Taulukko 3: Sähkön hinnan koostumus 1.1.1997

<i>p/kWh</i>	<i>K1</i>	%	<i>T3</i>	%	%
Energia	28,2	48 %	20,6	61 %	74 %
Siirto	17,8	30 %	4,6	14 %	17 %
Sähkövero	2,4	4 %	2,4	7 %	9 %
Huoltovarmuusmaksu	0,1	0 %	0,1	0 %	0 %
ENNEN ALV:a	48,5	82 %	27,7	82 %	100 %
ALV 22%	10,7	18 %	6,1	18 %	
Yhteensä	59,2	100 %	33,8	100 %	

Lähteet: Sähkön hintakatsaus 1.1.1997 ja Sähkön siirron hintakatsaus 1.1.1997

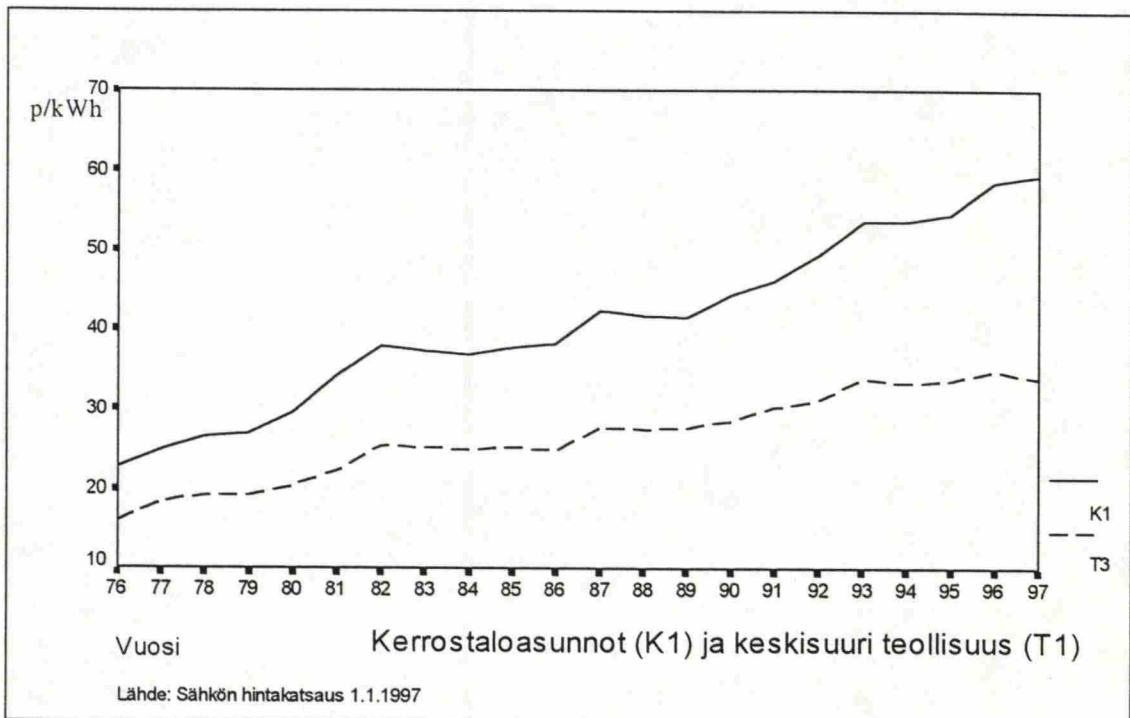
Taulukosta voidaan havaita, että pienten kotitalouskuluttajien sähkölaskusta vain puolet koostuu kilpailun piirissä olevasta energiaveloituksesta. Toinen puoli sähkölaskusta muodostuu sähkön siirrosta ja veroista. Sähkön siirron suhteellinen osuus hinnasta on kääntäen verrannollinen kulutettuun määrään ja siirtojäännitteeseen. Keskisuuren teollisuusyrityksen sähkölaskusta ennen arvonlisäveroa (yrityksille sähkölaskun ALV on vähennyskelpoinen) sähkön siirron osuus on vain 17% ja energian osuus 3/4.

Sähkön suurkuluttajat hyötyvätkin kilpailusta eniten. Pienessä kerrostalohuoneistossa asuvan kotitalouden keskimääräinen sähkölasku oli vuoden 1997 alussa 1248 mk/v (Sähkön hintakatsaus 1.1.1997). Jos em. kuluttaja saisi kilpailuttamalla pudotettua ostamaansa sähköenergian hintaa 10%, on saavutettu hyöty (ALV mukaanlukien) ainoastaan 73 mk. Keskisuurella teollisuusyrityksellä keskimääräinen sähkölasku sen sijaan on 563 000 mk/v (+ALV). Jos yrityksen ostaman energian hinta putoaa 10%, säästö on 41 700 mk (+ ALV).

2.5.3 Vähittäishinnan kehitys

Kuviossa 3 on vertailtu kerrostalohuoneiston ja keskisuuren teollisuusyrityksen sähkön hinnan kehitystä vuosina 1976-1997. Kuviosta huomataan, että pienkuluttajien keskimääräinen sähkönhinta on noussut nopeammin kuin teollisuusasiakkaan.

Kuvio 3: Sähkön keskihinta 1976-1997



Kilpailun alkaminen on hidastanut hintojen nousua. Sähköenergialiiton keväällä 1996 teettämän sähkömarkkinabarometrin mukaan (SENER 1996) puolet ensi vaiheessa kilpailun piiriin tulleista sähkön suurkuluttajista on tehnyt uuden tai uusitun sähkön myyntisopimuksen. Uusien sopimusten hintataso on yli puolessa tapauksissa ollut aiempaa sopimusta alempi. Tehdyt sopimukset ovat olleet kestoaltaan hyvin lyhyitä. Kaksi kolmesta uudesta tai uusitusta sopimuksesta on ollut vuoden tai alle vuoden pituinen.

Kilpailun hintoja alentavan vaikutuksen vahvistaa myös Teollisuuden ja Työntajain Keskusliiton teettämä selvitys (Teollisuuden ja Työntajainkeskusliitto 1996). Selvityksen

mukaan kilpailuun päässeistä pkt-yrityksistä 62 prosenttia oli solminut uuden sopimuksen ja näistä 57 prosentilla uusi sopimus oli entistä edullisempi.

2.5.4 Tukkusähkön hinnoittelu

Tukkusähkön hinnoittelusta ei ole olemassa virallisia tilastoja. Käytännössä kuitenkin kaikkien sähkön tukkumyyjien hinnoittelu on melko yhtenäistä. IVO toimii markkinoiden hintajohtajana ja muiden hinnat seuraavat melko tarkasti sen hinnoittelua.

Suurin osa tällä hetkellä voimassa olevista IVO:n tukkumyyntisopimuksista perustuu marraskuussa 1995 voimaan tulleeseen IVO93 tukkumyyntitariffiin. Asiakkaan oli mahdollista tehdä tariffin puitteissa pitkäaikainen sopimus, jolla pystyi ostamaan pohjasähköä tai lyhytaikainen sopimus, joka oli tarkoitettu keski- ja huippusähkön hankintaan. Viimeiset tehdyt pitkäaikaiset sopimukset ulottuvat vuoden 2000 loppuun ja viimeiset lyhytaikaiset sopimukset vuoden 1998 loppuun saakka.

Tariffi jakaantuu kiinteään maksuun, tehomaksuun ja muuttuvat kustannukset kattaviin energiamaksuihin. Tehomaksun suuruus on sidottu asiakkaan tarvitseman maksimitehon lisäksi tukkuhinta-, elinkustannus-, ansiotaso- sekä koneiden- ja laitteiden hintaindekseihin. (Lehto 1995, 36) Energiamaksu taas on sidottu polttoaineen hintatekijään, joka kuvaa voimalaitoksissa yleensä käytettävän kivihiilen ja polttoöljyn keskihintaa. Energiamaksu päivitetään joka tammikuun, toukokuun ja syyskuun alussa.

IVO ei tee enää uusia sopimuksia IVO93 tariffilla. Uudet sopimukset replikoivat enemmän sähköpörssin hinnoittelua. Asiakas sitoutuu ostamaan tietyn määrän (kiintiön) sähköä joka tunti. Jos asiakkaan sähkön kulutus ei ole juuri kiintiön verran, asiakkaan täytyy ostaa tai myydä tarvittava määrä sähköä pörssin kautta. Uusien sopimusten hinnoittelu perustuu ainoastaan muuttuvaan energiamaksuun. (Montonen 3.9.1997)

2.6 Sähkömarkkinoiden yhdentymiskehitys

2.6.1 Pohjoismaat

Pohjoismaat¹ ovat käyneet vuosikymmenien ajan keskenään vilkasta sähkökauppaa. Kaupan suunta ja määrä ovat vaihdelleet mm. osapuolten sääolosuhteiden, vesitilanteiden, taloudellisen aktiviteetin sekä teknisten ja markkinoiden rakenteesta johtuvien kaupan esteiden vaikutuksesta. Maiden välinen sähkökauppa on perustunut pitkälti sähköyhtiöiden väliseen yhteistyöhön, jolla on tähdätty tuotantokapasiteetin optimaaliseen käyttöön.

Pohjoismaiden Neuvosto on edistänyt maiden välistä sähköyhteistyötä ja tutkinut mahdollisuuksia entistä tiiviimpään yhteistyöhön. Norja ja Ruotsi ottivat ensimmäisen askeleen kohti pohjoismaisia sähkön yhteismarkkinoita yhdistämällä sähkömarkkinansa vuoden 1996 alussa. Yhteiset markkinat mahdollistuivat lainsäädännön yhdentämisen sekä Norjan ja Ruotsin välisen rajatariffin poistaminen myötä.

Suomen tavoitteena on yhdistää sähkömarkkinansa Ruotsin ja Norjan kanssa mahdollisimman pian. Integraation suurimpia esteitä on tällä hetkellä vielä rajayhteyksien hinnoittelu. Norjan ja Ruotsin välisen rajajohdon käyttämisestä ei aiheudu mitään erillisiä kustannuksia, mutta Suomen ja Ruotsin välisillä yhteyksillä on sekä Suomen että Ruotsin puolella vielä käytössä erillinen rajatariffi. Rajatariffit muodostavat esteen tuotannon täydelliselle optimoinnille. Ruotsin ja Suomen kantaverkkoyhtiöt ovat käynnistäneet neuvottelut siirrettyyn energiamäärän sidotun rajatariffin poistamiseksi (KTM:n työryhmä- ja toimikuntaraportteja 4/1997, 49).

Norjan, Ruotsin, Suomen ja myöhemmin myös Tanskan sähkömarkkinoiden yhdistäminen tasapainottaisi sähkön kysynnän ja tarjonnan heilahteluita, jolloin myös sähkön hinnan vaihtelu tasaantuisi. Maiden kysyntähuiput osuvat yleensä eri aikaan, joten yhteis-

¹ Lukuunottamatta Islantia

markkinoilla tarvittava suurin sähköteho on pienempi kuin erillismarkkinoiden huipputehojen summa. Toisaalta maiden sähköntuotantorakenteet ovat erilaisia ja täydentävät toisiaan. Norjan sähköntuotanto perustuu lähes kokonaan vesivoimaan ja Ruotsin puoleksi ydin- ja vesivoimaan. Tanska taas tuottaa pääosan sähköstä lauhdevoimaloilla. Suomen erikoisuus on yhdistetty lämmön ja sähkön tuotanto.

2.6.2 Euroopan Unioni

Euroopan Unionissa sähkömarkkinoiden avaamista on suunniteltu jo 1980-luvun lopulta alkaen. Direktiiviehdotuksia on tehty ja muutettu vuosien aikana. Viimein kesäkuussa 1996 EU:n ministerineuvosto sopi sähkösisämarkkinoita koskevan direktiivin sisällöstä. Sopu syntyi, vaikka juuri mikään jäsenmaa ei ollut tyytyväinen tehtyyn kompromissiesitykseen. Euroopan Parlamentti hyväksyi päätöksen muuttamattomana ja Neuvosto pystyi siten hyväksymään uuden direktiivin lopullisesti vuoden 1996 viimeisessä kokouksessaan.

Pitkään valmisteltu direktiivi luo Eurooppaan yhteiset sähkömarkkinat. Markkinat avautuvat vaiheittain yhdeksän vuoden aikana. Ensimmäisessä vaiheessa markkinat vapautuvat yli 40 GWh vuodessa sähköä käyttävien kuluttajien osalta. Tämä tarkoittaa, että noin 23 % EU:n alueen sähkökaupasta tulee kilpailun piiriin. Suomessa tämän suuruusluokan kuluttajia on noin 80 sisältäen mm. kaikki paperitehtaat (Lepistö 1996). Direktiivin ansiosta suomalaiset yritykset voivat halutessaan myös investoida sähköntuotantoon ja rakentaa voimalaitoksia koko EU:n alueella entistä helpommin.

Esteenä yhteisten sähkömarkkinoiden käytännön toimivuudelle on vielä yhteisen energiaverotuksen puuttuminen. Komission uusi ehdotus energiaverodirektiiviksi on sähkön loppukulutuksen verotus polttoaineiden verotuksen sijasta. Jäsenvaltioille jätettäisiin kuitenkin paljon liikkumavaraa veronpalautuksiin ja veroporrastuksiin. Energiaverodirektiivi voidaan hyväksyä aikaisintaan vuoden 1998 aikana.

EU ei ole ollut valmis avaamaan markkinoitaan läheskään yhtä paljon kuin Suomi, Norja, Ruotsi tai Englanti ovat jo tehneet. Siten Suomen sisällä ja myös kaikissa Pohjoismaissa sähkökauppa jatkuu ennallaan. Vuonna 1998 Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa sähkökauppa on vapaata kaikille kuluttajille, eikä maiden tarvitse välittää EU:n huomattavasti hitaammasta aikataulusta.

Amundsen ja Tjøtta (1995) ovat tutkineet yhteiseurooppalaisten sähkömarkkinoiden hyödyllisyyttä. Heidän mallinsa käsittää Pohjoismaiden lisäksi Englannin, Saksan, Benelux maat, Ranskan, Itävallan, Sveitsin ja Italian. Markkinat toimivat kilpailullisesti ja tuotanto on tehokasta. Tuotanto- ja siirtokapasiteetti maiden välillä on vuoden 1990 mukainen.

Tutkimuksessa esitetyn mallin mukaan yhteiset sähkömarkkinat kasvattaisivat yhteiskunnan hyvinvointia (social surplus) yhteensä 9,7 miljardia dollaria. Sähkön keskimääräinen hinta laskisi teollisuudelle 53 prosenttia ja muille kuluttajille 54 prosenttia. Hinnan pudotus johtuu olemassa olevan tuotantokapasiteetin tehokkaammasta käytöstä. Osa maista olisi jatkuvasti joko sähkön viejiä tai tuojia, osa taas toisi tai veisi sähköä riippuen vuodenajasta ja kellonajasta ja osa olisi sähkön kauttakulkumaa. Sähkön hintatason lisäksi myös hinnan vaihtelu pienenesi selvästi. (Amundsen & Tjøtta 1995, 19-22)

3 Pohjoismaiset sähköpörssit

3.1 *EL-EX:n tuotteet ja toiminnan organisointi*

3.1.1 Sähköpörssin perustaminen

Suomen Optimeklarit Oy (SOM) perusti Suomeen vuonna 1995 sähkön pörssimuotoista kauppaa varten sähköpörssi EL-EX:n. Kaupankäynti EL-EX:ssä aloitettiin 16.8.1996.

Tarve sähkön pörssikaupalle syntyi ns. tilapäissähkön kaupasta. Tilapäissähkön kaupalla tarkoitetaan markkinoilla toimivien osapuolten välistä sähkökauppaa, jolla ne tasapainottavat sähkötaseensa¹. Sähkömarkkinaosapuolet suunnittelevat tuotantonsa ja kulutuksensa tunti tunnilta. Nämä tuntikohtaiset suunnitelmat tehdään yleensä joitakin päiviä ennen sähkön käyttö- tai tuotantotuntia, ja niitä päivitetään uusilla tiedoilla jatkuvasti. Osapuolet päätyvät helposti tilanteeseen, että heidän sähkön hankintansa on joko liian vähäistä tai liian suurta verrattuna kulutukseen. Tällöin sähkötase tasapainoitetaan myymällä tai ostamalla sähköä EL-EX:n kautta.

Tilapäissähkökauppa voidaan hoitaa myös kahdenvälisillä sopimuksilla. Tämä on kuitenkin selvästi pörssikauppaa tehottomampaa ja kalliimpaa. Lisäksi pörssin kautta tapahtuvassa kaupankäynnissä pienetkin ostajat ja myyjät voivat olla varmoja, että kaupanteko tapahtuu markkinahintaan.

EL-EX:ssä oli jäseniä kesäkuun 1997 lopussa yhteensä 41 kappaletta. Jäsenet edustavat valtaosaa Suomen sähkötukkumarkkinoista mitattuna kulutuksena, tuotantona tai sähkönjakeluna. Pörssin jäsenistä yhdeksän on ruotsalaisia. Lisäksi mukana on jäseniä Norjasta ja Venäjältä.

¹ Sähkökaupan taseselvitystä käsiteltiin kappaleessa 2.1.3.

3.1.2 Tuotteet ja kaupan organisointi

EL-EX:n kaupankäynnin kohteena ovat sähkötermiinit, yhden termiinin perustuessa yhden megawatin sähköntoimitukseen kyseessä olevana käyttötuntina (1 MWh). Kunkin pörssipäivän alussa käydään kauppaa seuraavista 168 käyttötunnista, jotka kaikki ovat noteerattuna omana termiinisarjanaan. Pörssipäivän aikana erääntyvien käyttötuntien kaupankäynti lopetetaan kahta tuntia ennen toimitusta ja viikonloppuna erääntyvien käyttötuntien edeltävänä perjantaina klo 17. Sähkön tuntitermiinikauppa muodostaa sähkön spotmarkkinat.

Toisaalta pörssin kautta on mahdollisuus käydä kauppaa viikkotermeineillä. Viikkoterminin kohde-etuutena on yhden tai useamman viikon sähköntoimitus 1 MW:n teholla. Pisimpien viikkoterminien erääntymishetki ulottuu ostohetkestä aina kahteen vuoteen saakka. Viikkoterminikauppa muodostaa sähkön termiinimarkkinat. Taulukossa 4 on luettelo kaikista EL-EX:n tuotteista.

Taulukko 4: EL-EX Sähkötermiinit

TUOTE	KOHDE-ETUUS	Kpl	Voimassa- oloaika ¹
<i>Spotmarkkinat:</i> Tuntitermiinit	1 MW yhden tunnin ajan = 1 MWh	168	2 h - 1 vko
<i>Termiinimarkkinat:</i> Perusviikkotermiinit	1 MWh Ma klo 00:00 - Su klo 24:00 (168h)	24	1 - 24 vkoa
Päiväviikkotermiinit	1 MWh Ma - Pe klo 07:00 - 22:00 (75 h)	24	1 - 24 vkoa
Yöviikkotermiinit	1 MWh Ma - Pe klo 22:00 - 07:00+vko-loput (93 h)	24	1 - 24 vkoa
Viikkoryhmätermiini	1 MWh Ma klo 00:00 - Su klo 24:00 4 vkoa (672h)	6-7	25 -52 vkoa
Kesäsesonkitermiini	1 MWh Ma klo 00:00 - Su klo 24:00 vko:t 17-44	1	1 - 2 v
Talvisesonkitermiini	1 MWh Ma klo 00:00 - Su klo 24:00 vko:t 45-16	1	1 - 2 v

¹⁾ Lukumäärä ja voimassaoloaika uuden sesongin aloittavan pörssipäivän aamuna

Lähde: EL-EX 1997

Sekä spot-tuotteet että pitempiaikaiset termiinit johtavat sähkön fyysiseen toimitukseen. Kun toimitusajankohta lähenee sesonkitermiinit muunnetaan viikkoryhmätermiineiksi,

viikkoryhmätermiinit pilkotaan viikkotermeiksi ja lopulta viikkoterminnit muunnetaan tuntitermeiksi, joiden perusteella sähköm toimitus tapahtuu. Avoimen terminposition voi myös sulkea ennen toimitusajankohtaa vastakkaisella terminpositiolla.

EL-EX:ssä käydään kauppaa arkipäivisin klo 10.00 ja 17.00 välisenä aikana. Pörssikauppa perustuu jatkuvaan kaupankäyntiin tietokonepääteen välityksellä. Markkinainformaatioon ei sisälly tietoa kaupan tekijöistä, joten kaupankäynti on anonyymiä. Sähköpörssi toimii kaikkien kauppojen vastapuolena. Kaupankäyntijärjestelmään syötetyt tarjoukset ovat osapuolia sitovia ja kaupat pörssissä syntyvät tarjousten etuoikeusjärjestyksessä hinnan ja saapumisajankohdan mukaan. Kauppa syntyy, kun ostotarjous on sama kuin myyntitarjous. Elektronista kaupankäyntijärjestelmää täydentää sähköpörssin meklareiden välityksellä tapahtuva anonyymi neuvottelumahdollisuus.

IVO toimii sähköpörssin markkinatakaajana. Se antaa osto- ja myyntinoteerauksen jokaiselle tuntitermiinille 24 tuntia eteenpäin ja viikkotermeineissä neljälle seuraavalle viikolle. Markkinatakaajan osto- ja myyntitarjouksen hintaero eli spread voi normaalissa markkinatilanteessa olla tuntitermeineissä enintään 20 prosenttia ja viikkotermeineissä enintään 40 prosenttia.

3.1.3 Kaupankäyntikustannukset

EL-EX-sähköpörssin jäsenet maksavat liittymismaksun, jolla he saavat käyttöönsä pörssin tietojärjestelmän. Tällä hetkellä täysjäsenyyden liittymismaksu on 150.000 mk. Lisäksi jäsenet joutuvat maksamaan vuotuisen jäsenmaksun, joka on niinikään 150.000 mk. Pörssiin voi liittyä myös osajäseneksi, jolloin kauppaa täytyy käydä jonkun täysjäsenen kautta. Tällöin liittymis- ja jäsenmaksut ovat alhaisemmat.

Jokaisesta ostetusta tai myydystä termiinistä on myös maksettava pörssille kaupankäynti- ja selvitysmaksua. Tällä hetkellä maksu on 0,45 mk/MWh.

3.2 *Nord Poolin tuotteet ja toiminnan organisointi*

Norja ja Ruotsi sopivat keväällä 1995 yhteisistä sähkömarkkinoista. Samassa yhteydessä päätettiin perustaa yhteinen sähköpörssi Norjassa vuodesta 1991 toimineen sähköpörssin Statnett Markedin pohjalle. Suunnitelmien mukaisesti norjalais-ruotsalainen sähköpörssi Nord Pool ASA aloitti toimintansa vuoden 1996 alussa.

Nord Poolin tuotteet voidaan EL-EX:n tapaan jakaa sähkön spot-tuotteisiin ja termiineihin. Sähkön spot-markkinoiden organisointi on kuitenkin erilainen kuin EL-EX:ssä. Kaupankäynti ei ole jatkuvaa ja toimii huutokauppa periaatteella. Markkinaosapuolet voivat jättää tarjouksen seuraavan vuorokauden tunneista edellisen vuorokauden klo 12.00 saakka. Sen jälkeen kyseessä olevan vuorokauden jokaiselle tunnille muodostetaan oma kysyntä- ja tarjontakäyränsä. Käyrien leikkauspiste määrää sähkön hinnan ja kaupan käyntivolyymin.

Norjan ja Ruotsin spot-hinnat voivat poiketa toisistaan, jos sähkön rajasiirtojohtojen kapasiteetti ei riitä kaikkien kauppojen toteuttamiseen. Sähkön hinta voi vaihdella myös Norjan sisällä. Jos Norjan sisäisessä siirtoverkossa esiintyy kapasiteettiongelmia, Nord Pool jakaa maan kahteen tai useampaan eri tarjousalueeseen. Ruotsissa sähkön hinta on aina sama koko maassa. (Nord Pool 1997a)

Nord Poolin termiinimarkkinat ovat sen sijaan EL-EX:n kaltaiset. Kaupankäynti on jatkuvaa ja kauppa syntyy, jos osto- ja myyntitarjoukset kohtaavat. Aikaisemmin tarjoukset jätettiin puhelimella, mutta syksystä 1996 lähtien Nord Poolissa on ollut käytössä sama ruotsalaisen OM-Gruppenin toimittama elektroninen kaupankäyntijärjestelmä kuin EL-EX:ssä. Termiinien voimassaoloajat ulottuvat yhdestä viikosta aina kolmeen vuoteen saakka.

Erona EL-EX:n termiinimarkkinoihin on, että Nord Poolin termiinit ovat finanssituotteita. Termiinit eivät siis johda fyysiseen toimitukseen. Termiinin erääntyessä termiinin ostajaa ja myyjää veloitetaan tai hyvitetään heidän positionsa mukaan termiinin sopimushin-

nan ja Nord Poolin ns. systeemihinnan erotus. Systeemihinta on päivän spot-hinta ennen markkinoiden mahdollista jakoa tarjousaluesiin.

Toukokuun 1997 lopussa Nord Poolilla oli 163 jäsentä Norjasta, Ruotsista, Tanskasta ja Suomesta (Elbørsen 3/1997). Jäseniä on kolmea eri tyyppiä: varsinaisia markkinaosapuolia, meklareita ja selvitysasiakkaita. Varsinainen markkinaosapuoli käy kauppaa omaan lukuunsa, kun taas meklari käy kauppaa ns. selvitysasiakkaiden lukuun.

Terminikauppaa vauhdittaakseen Nord Pool otti kesäkuussa 1997 käyttöön porrastetut kaupankäynti- ja selvitysmaksut. Alle 2 TWh:n terminikaupan vuosittaisella volyymilla toimivalle markkinaosapuolelle kaupankäynti- ja selvitysmaksut ovat yhteensä 0,40 NOK/MWh, kun taas yli 10 TWh:n vuosivolyyymilla toimivalle osapuolelle maksut putuoavat 0,23 NOK/MWh. (Elbørsen 3/1997)

3.3 Sähköpörssin tehtävät ja tuotteiden käyttömahdollisuudet

Sähköpörssin kautta voidaan käydä sähkökauppaa anonyymisti, tehokkaasti ja riskittömästi. Sähkön fyysisen kauppapaikan ohella pörssillä on myös muita tehtäviä. Se tuottaa sähkölle markkinahinnan, mahdollistaa hintariskiltä suojautumisen tai hinnalla spekuloinnin ja helpottaa suunnittelua.

3.3.1 Markkinahinta sähkölle

Sähköpörssin ehkä tärkein tehtävä on tuottaa sähkölle markkinahinta. Markkinahinta on pörssin jäsenten konsensusnäkemys sähkön sen hetkisestä arvosta. Hintainformaatiosta on hyötyä kaikille sähkömarkkinoilla toimiville osapuolille ja se on vapaasti saatavilla myös muille kuin sähköpörssien jäsenille. Erityisen hyödyllistä hintatieto on pienille toimijoille, joiden resurssit selvittää itse sähkön käypä hinta ovat huonot.

Vaikka EL-EX:ssä ja Nord Poolissa välitetään vain pieni osa sähkömarkkinoiden kokonaisvolyymistä, vaikuttaa sähköpörssin hinta myös kahdenvälisiin sopimuksiin. Koska sekä tuottajalla että ostajalla on aina mahdollisuus hoitaa sähkökauppansa sähköpörssin spot- ja termiinituotteiden avulla, uusissa kahdenvälisissä tukkusopimuksissa sähkön hinta on ainakin epäsuorasti sidottu sähköpörssin hintaan (Loikkanen 18.6.1997). Sähköpörssin hinnan merkitys on näin paljon suurempi, mitä senä kaupankäyntivolyymi antaa ymmärtää.

3.3.2 Hintariskin hallinta

Sähkön hinnassa on luonnostaan suuri vaihtelu tuotantokustannusten vaihtelun vuoksi. Sähkön tuotantokustannukset riippuvat mm. käytössä olevista tuotantotekniikoista, polttoaineiden hinnoista ja ulkoilman lämpötilasta. Jos sähkömarkkinat ovat kilpailleet, sähkön markkinahinta seuraa kulloinkin kalleimman käytössä olevan tuotantotekniikan muuttuvia tuotantokustannuksia¹.

Sähkömarkkinoiden kilpailun vapauduttua sähkön hinnoittelu kaikilla toimitusportaililla on alkanut seurata yhä tarkemmin tuotantokustannuksia. Sähkön hinnassa saattaa siten tapahtua isoja muutoksia hyvin lyhyessä ajassa. Sähkön hintariskiä ei kuitenkaan ole pakko kantaa. Hintariskiä vastaan voi suojautua hankkimalla termiiniposition, jonka arvo liikkuu vastakkaiseen suuntaan kuin suojattavan position arvo.

ESIMERKKI suojautumisesta sähkötermiinillä:

Oletetaan suomalainen sähkön vähittäismyyjä, joka haluaa tammikuussa varmistaa myyntikatteensa maaliskuun ensimmäiseksi viikoksi (viikko 10). Vähittäismyyjä ostaa sähköä tasaisesti 100 MW/h tukkumyyjältä kahdenvälisellä sopimuksella, jossa sähkön hinta on sidottu kulloinkin EL-EX:ssä vallitsevaan sähkön markkinahintaan. Sähkön myynti tapahtuu kotitalouk-

¹ Tästä tarkemmin kappaleessa 4.

sille kiinteillä tariffeilla. Myyjän myyntikate siis huononee, jos sähkön markkinahinta nousee.

Tammikuussa myyjä ostaa EL-EX:stä 100 viikkoterminiä, joista yksi termiini oikeuttaa 1 MWh:n sähkön toimitukseen viikolla 10. Yhden termiinin hinta on 210 mk.

Juuri ennen termiinien erääntymistä viikkoa 10 edeltävänä perjantaina vähittäismyyjä sulkee termiinipositionsa myymällä 100 termiiniä. Tällöin yhden termiinin hinta on 230 mk. Oletetaan myös, että seuraavalla viikolla spot-sähkön keskihinta EL-EX:ssä on juuri termiinin ennustama 230 mk/MWh. Rahavirrat maaliskuussa ovat tällöin seuraavat¹:

Sähkön osto tukkumyyjältä EL-EX:n spot-hinnoilla: $230 \times 100 = 23\ 000$

Voitto termiinipositioista: $(230 - 210) \times 100 = 2\ 000$

Nettona ostokulut: $23\ 000 - 2\ 000 = 21\ 000$

Vähittäismyyjä tiesi siis jo termiinin ostohetkellä tulevan myyntikatteensa. Myyjä voisi periaatteessa suojata koko vuoden myyntikatteensa vastaavalla tavalla.

Suojauksen tehokkuus riippuu suojattavan tuotteen hinnan ja suojaukseen käytetyn termiinin hinnan välisestä erosta. Jos tämä ns. basis on termiinin erääntymispäivänä nolla, kyseessä on täydellinen suojaus. Basis johtuu eroista toimitusajassa, tuotteiden laadussa tai toimituspaikoissa. Yleensä basis ei ole vakio, vaan se vaihtelee ajan suhteen. Tällöin puhutaan basis-riskistä. (Duffie 1989, 206-211) Edellisessä esimerkissä suojaus ei ole

¹ Termiinin ostosta tai myynnistä ei teoriassa aiheudu vielä mitään kassavirtoja. Käytännössä ostaja ja myyjä joutuvat toimittamaan pörssin selvitysyhteisölle vakuuden, jonka on tarkoitus kattaa asiakkaan suurin mahdollinen tappio, kunnes asiakkaan positio saadan suljettua. Vakuutustarve lasketaan yleensä päivittäin aina uuden markkinatilanteen mukaan. Vakuutena voi olla pankkitalletus, obligaatio tms. korkoa tuottava instrumentti, joten vakuus ei aiheuta asiakkaalle kustannuksia.

täydellinen, koska suojaus päättyy toimitusviikkoa edeltävänä perjantaina. Samoin suojaus ei toimi täydellisesti, jos suojattava tuote ei ominaisuuksiltaan täysin vastaa termiin kohde-etuutta tai jos niiden toimituspaikka on eri. Vaikka sekä Nord Poolin että EL-EX:n tuotteena on sähkö, suojaus ei basis-erojen (ja valuuttariskin) vuoksi toimi kunnolla ristiin.

Jos käytössä on termiinien lisäksi optioita, pörssituotteiden avulla voidaan suojautua miltei kaikkia mahdollisia riskiprofiileja vastaan. Optioiden avulla on mahdollista hinnan lukitsemisen sijasta suojautua ainoastaan epätoivottuja markkinaliikkeitä vastaan ja näin säilyttää mahdollisuudet hyötyä hinnan suotuisista muutoksista. Tuottaja, joka pelkää sähkön hintojen laskevan, voi esimerkiksi ostaa myyntioptioita. Tällöin hän ostaa vakuutuksen hintojen laskua vastaan, mutta säilyttää mahdollisuudet hyötyä hintojen noususta.

USA:ssa on sähkön hintariskiltä suojautumiseen käytössä myös runsaasti OTC-johdannaisia. Investointipankit tarjoavat todella monipuolisia termiinien ja optioiden pohjalle rakennettuja suojautumisstrategioita. Alumiinisulatto voi esimerkiksi sitoa ostamansa sähkön hinnan alumiinin tukkuhintaindeksiin. (Hayt 1997, 65)

3.3.3 Spekulointi

Yleensä kaikissa hyvin toimivissa futuuripörsseissä toimii suojaajien lisäksi spekulioijia. Spekuloijat pyrkivät ennustamaan hintamuutoksia ja saamaan voittoa ottamalla näkemyksensä mukaisen position termiinimarkkinoilla. Heillä ei ole suojattavaa positiota, vaan he ottamallaan termiiniposiitiolla lisäävät omaa hintariskiään.

Vaikka spekulointi monesti yhdistetään uhkapeliin, on siitä yleensä hyötyä termiinimarkkinoille. Jos suojautujia ei ole yhtä paljon sekä ostajissa että myyjissä, tarvitaan taho, joka suostuu vastaanottamaan hintariskin. Spekuloijat ovat vapaaehtoisia hintariskin vastaanottajia. Riskin ottamisen lisäksi spekulioijat lisäävät markkinoiden likviditeettiä omilla myynti- ja ostotarjouksillaan. (Fink & Feduniak 1988, 72-74, 319-320)

Suomen Optiomeklareiden mukaan (Veikkola 18.6.1997) EL-EX:ssä spekulointia ei tiettävästi ole tapahtunut. Sen sijaan Nord Poolissa markkinoilla liikkuu myös spekuloidjia. Lehdistö on raportoinut yhdestä epäonnisesta tapauksesta, jossa Ruotsin Kristianstadin kunnallinen sähköyhtiö oli spekuloinut Nord Poolin sähkötermiineillä 100 miljoonalla kruunulla. Sähköyhtiö oli ostanut kesällä 1996 seuraavana talvena erääntyviä sähkötermiinejä odottaen hintojen kohoavan. Kun kävikin toisinpäin, yhtiön hintariski realisoitui ja se ajautui konkurssiin. (Sähkömaailma 5/1997)

3.3.4 Suunnittelun apuväline

Sähköpörssin hintatiedot ovat erittäin hyvä apu sähkömarkkinaosapuolien vuosi- ja viikkosuunnitteluun. Termiinisopimusten ulottuessa tarpeeksi pitkälle tulevaisuuteen pystyvät tuottajat ja sähköyhtiöt käyttämään pörssin hintatietoja myynti- tai ostobudjettinsa pohjana. Yhtiöt pystyvät lisäksi arvioimaan erityyppisten voimalaitosten ajojärjestyksen ja käyttöajat. Jos sähkön markkinahinta on alhaisempi, kuin oman voimalaitoksen muuttuvat kustannukset, kannattaa voimalaitos pysäyttää ja ostaa sähkö pörssin kautta.

Sähkötermiinien avulla tuottajat voivat suunnitella voimalaitosten huoltoseisakkien ajankohdat. Voimalan alasajo kannattaa sijoittaa ajankohtaan, jolloin seisokin vaihtoehtoiskustannukset ovat matalimmat. Lisäksi jos markkinoilla on termiinejä, joiden juoksuajat ulottuvat useiden vuosien päähän, on mahdollista laskea jopa uuden voimalaitosinvestoinnin kannattavuus termiinien hintojen avulla.

3.4 *EL-EX sähköpörssin tehokkuus*

3.4.1 Tehokkaiden markkinoiden määritelmä

Copeland & Weston (1992, 330-332) jakavat markkinoiden tehokkuuden operationaali- seen ja alloktiiviseen tehokkuuteen. Markkinat ovat operationaalisesti tehokkaat, jos transaktiomaksut ovat minimitasolla. Alloktiivisesti tehokkailla markkinoilla hinnat heijastavat kaikkea saatavilla olevaa tietoa. Markkinoiden riskikorjattu¹ tuotto on keskimäärin nolla.

3.4.2 EL-EX:n operationaalinen tehokkuus

Muuttuvat transaktiokustannukset ovat EL-EX:ssä 0,45 mk/MWh. Kustannukset ovat 2-6 promillea välitetyn sähkön arvosta. Pienissä kaupoissa muuttuvat kustannukset tuskin muodostavat kaupan esteen, mutta suurissa kaupoissa absoluuttinen markkamäärä nousee jo melko korkeaksi.

Sen sijaan pörssin kiinteät maksut (150.000 mk/vuosi + liittymismaksu) muodostavat osallistumisesteen pienille toimijoille. Pienten sähkölaitosten tai yritysten ei kannata kustannusten vuoksi liittyä pörssin jäseneksi. Suomessa ei ole myöskään tällä hetkellä lainsäädännöllisistä esteistä johtuen sähkömeklareita, joiden kautta muut kuin sähköpörssin jäsenet voisivat käydä sähkön pörssikauppaa. Voimassa oleva laki sijoituspalveluyrityksistä luettelee ne sijoituskohteet, joiden tarjoaminen on sijoituspalvelua. Koska laki mainitsee kohde-etuuksina vain arvopaperin, valuutan, koron ja hintakehitysindeksin, jäävät kaikki raaka-aineet ja hyödykkeet sekä niitä koskevat johdannaisinstrumentit sijoituspalvelun ulkopuolelle. Tässä Suomen laki poikkeaa Ruotsin ja Norjan vastaavasta laista. Nord Poolissa toimii useita sähkömeklareita.

¹ Tuotto ei siis ole nolla ennen riskin huomioimista. Toimijat saavat korvauksen ottamastaan riskistä, mutteivat enempää eikä vähempää.

Tällä hetkellä pienille sähkölaitoksille ainoa taloudellinen vaihtoehto on perustaa sähkön ostoyhteenliittymiä, jotka sitten voivat liittyä sähköpörssin jäseneksi. Marraskuussa 1995 perustettu Voimatori Oy on 45 sähkölaitoksen ostoyhteenliittymä. Voimatori käy tilapäissähkökauppaa jäsentensä kesken ja on itsekin näin eräänlainen sähköpörssi. Yhtiö on jäsenenä sekä EL-EX:ssä että Nord Poolissa, joista se etsii omistajilleen edullisia spot-sähköeriä. Sen aktiivisuudesta kertoo, että EL-EX:n spot-kaupoista joka kolmas on ollut Voimatorin tekemä¹ (Energiauutiset 1/1997, 22). Yhteenliittymän avulla pienetkin sähkölaitokset ovat päässeet operationaalisesti tehokkaasti mukaan sähköpörssikauppaan.

3.4.3 EL-EX:n allokatiivinen tehokkuus

Markkinoiden hinnoittelu on allokatiivisesti tehokasta, jos hinnat sisältävät kaiken saatavilla olevan, relevantin tiedon. Fama (1970) luokitteli markkinoiden tehokkuuden kolmeen luokkaan sen mukaan, mitä kulloinkin katsotaan sisältyvän relevanttiin tietoon.

1. *Heikko tehokkuus*: Hinnat sisältävät kaiken aikaisempien hintojen sisältämän tiedon. Toisin sanoen ei voi kehittää voittoa tuottavaa kaupankäyntijärjestelmää, joka perustuu hintahistoriaan.
2. *Keskivahva tehokkuus*: Hinnat sisältävät aikaisempien hintojen sisältämän tiedon lisäksi myös kaiken muun julkisen informaation.
3. *Vahva tehokkuus*: Hinnat sisältävät kaiken mahdollisen tiedon (myös sisäpiirin tiedon).

Uusin Faman (1991) markkinoiden tehokkuusluokitus perustuu käytettyihin testausmenetelmiin. Ensimmäisen luokan testeillä tutkitaan, voiko hintojen muutosta ennustaa edellisillä hinnoilla tai muulla relevantilla tiedolla. Toisen luokan testit perustuvat ns. tapahtumatutkimuksiin. Niissä tutkitaan hintojen muutosta, kun jokin hintoihin vaikuttava tieto (esim. tilinpäätös osakemarkkinoilla) julkaistaan. Kolmas luokka Faman jaossa on sisäpiirin tiedon hintavaikutukseen kohdistuvat testit

¹ EL-EX ei julkaise markkinaosuuksia. Osuus on Voimatorin itse laskema kokonaisvolyymin pohjalta.

Sähköpörssin heikkoa tehokkuutta (ensimmäisen luokat testit) tutkittaessa tulee huomio kiinnittää sähkötermiinien mahdolliseen säännönmukaiseen hinnan muutokseen termiinin juoksuaikana. Tehokkuutta ei siis voi mitata sähkön spot-hinnan muutoksella ajan suhteen. Toimitustunnin vaihtuessa kyseessä on aina eri tuote, jonka hinta määräytyy kyseisen tunnin kysyntä- ja tarjontaolosuhteiden mukaan.

Jos sähkö ostettuna viikkotermiinillä esimerkiksi 4 viikkoa ennen toimitushetkeä on keskimäärin aina halvempaa (kalliimpaa) kuin ostettuna spot-markkinoilta juuri ennen toimitushetkeä eli viikkotermiinin hinta nousee (laskee) voimassaoloajan lyhentyessä, voi se johtua kahdesta syystä. Ensimmäinen mahdollinen syy on, että markkinat ennustavat tulevan spot-hinnan systemaattisesti väärin ja termiinin hinta sisältää ennustevirheen. Markkinat eivät tällöin ole tehokkaat, koska ne eivät käytä tarjolla olevaa informaatiota tehokkaasti hinnoittelussa hyväkseen. Toinen mahdollinen syy on, että termiinien ostajat (myyjät) vaativat sijoitukselleen riskipreemion. Keynes osoitti jo vuonna 1930, että jos markkinoilla on suojautujilla lyhyt positio ja spekulioijilla pitkä positio, termiinien hinta on alle todennäköisen tulevan spot-hinnan. Tällöin termiinien hinta nousee voimassaoloajan lyhentyessä ja spekulioijat saavat korvauksen hintariskin ottamisesta. Tehokkailla markkinoilla hinnan sisältämän riskipreemion suuruus määräytyy termiinien systemaattisen riskin mukaan (Copeland & Weston 1992, 318-320).

Termiinien ennustaman spot-hinnan harhattomuutta ja markkinoiden tehokkuutta on tutkittu lukuisilla eri hyödykemarkkinoilla. Tutkimustulokset ovat ristiriitaisia¹. Kuitenkin useimmissa tutkimuksissa on löydetty positiivinen riskipreemio ei-varastoitavien hyödykkeiden (elävä karja ym.) termiinimarkkinoilla. Koppenhaver (1983) mukaan tämä saattaa johtua siitä, että varastoinnin mahdottomuus estää abitraasin spot-markkinoiden ja termiinimarkkinoiden välillä. Sähkön ollessa myös ei-varastoitava hyödyke mielenkiintoinen

¹ Esimerkiksi Bodie & Rosansky 1980, Fama & French 1987, Kaminsky & Kumar 1990 löysivät tilastollisesti merkittävän riskipreemion, kun taas mm. Kolb 1992 ja Deaves & Krinsky 1995 osoittivat, että ainakaan pitkällä aikavälillä riskipreemio ei säily hinnassa.

jatkotutkimuksen aihe olisi tutkia, sisältävätkö sähkötermiinien hinnat myös riskipreemion.

Sähköpörssin tehokkuutta on mahdollista tutkia myös ns. tapahtumatutkimuksilla. Tällaisia sähköön hintaan vaikuttavia tapahtumia (events) ovat mm. suuren voimalaitoksen tuotantovaikeudet, merkittävät sähköön siirtorajoitukset tai suuren kulutusyksikön, kuten paperitehtaan pysäytys. Tehokkailla markkinoilla tiedot em. tapahtumista välittyvät hintoihin heti, kun ne on julkaistu. EL-EX:in kaupankäynnin tietojärjestelmä mahdollistaa reaaliaikaisten pörssitiedotteiden lähetyksen, mutta tällä hetkellä sitä ei ole juuri käytetty. Pörssin jäsenet ovat ilmoittaneet merkittävistä tapahtumista toisilleen epävirallisesti.

KTM:n sähköpörssin säätelyä tutkinut työryhmä (KTM:n työryhmä- ja toimikuntaraportteja 5/1997) esittääkin, että optiokauppalakiin tulisi lisätä pykälä, joka velvoittaisi sähköpörssin jäseniä ilmoittamaan merkittävistä sähköön tuotantoon, siirtoon ja kulutukseen liittyvistä rajoituksista. Tämä pykälä edesauttaisi EL-EX:iä keskivahvaan tehokkuuteen pääsemistä.

Hinnoittelun tehokkuus voi myös kärsiä, jos yhdellä markkinaosapuolella on määräävä markkina-asema. Jos joku tai jotkin markkinaosapuolet voivat toimillaan vaikuttaa markkinahintaan, se ei enää perustu relevanttiin tietoon. IVO on tukkusähkömarkkinoilla hallitsevassa asemassa. Yhtiön on sanottu olevan myös EL-EX:ssä niin suuri yksittäinen vaikuttaja, että se on päässyt jopa ohjaamaan pörssin hintakehitystä. IVO:n pääjohtaja Heikki Marttinen kiistää väitteen ja toteaa IVO:n olevan pörssissä yksi toimija muiden joukossa (Energiauutiset 3/1997, 4).

Markkinoiden sääntelyn poistumisen myötä sähköön uusissa, bilateraalisissa tukkumyyntisopimuksissa on pitkälti siirrytty hinnoitteluun, joka perustuu sähköpörssin spot-hintaan. Siten sähköpörssin spot-hinnan keinotekoisella nostamisella saavutettaisiin suuremmat voitot kuin pelkkä kaupankäyntivolyymi antaa ymmärtää. Tentumin ja OM Stockholmin tekemän selvityksen mukaan (KTM:n tutkimuksia ja raportteja 93/1995, 109) on kuitenkin epätodennäköistä, että IVO käyttää hyväkseen mahdollista hallitsevaa asemaansa

sähköpörssissä. Sen ei kannata tavoitella lyhytaikaisia voittoja pitkäaikaisen uskottavuutensa kustannuksella.

IVO:n asema ei pörssissä ei ole välttämättä niin hallitseva kuin sen markkinaosuus tuotannosta antaisi ymmärtää. Koska IVO ainakin tällä hetkellä myy suurimman osan tuotamastaan sähköstä kahdenvälisillä sopimuksilla, sille ei jää pörssikauppaan kuin marginaalisia eriä. Lehto (1997, 188) näkeekin isojen tuottajien (IVO, Vattenfall ym.) sähkölaitosostot sähköpörssin tehokkuutta edistävänä tekijänä. Yritysostot sitovat lisää tuottajien tuotantoa pörssin ulkopuolelle, mikä vähentää niiden mahdollisuuksia vaikuttaa hintaan.

3.5 EL-EX:n ja Nord Poolin likviditeetti

3.5.1 Likviditeetin kaksi osaa

Edellytyksenä markkinoiden tehokkuudelle on myös, että ne ovat tarpeeksi likvidit. Burns (1983, 48-49) jakaa likviditeetin kahteen osaan: hinnan varmuuteen ja hyödykkeen markkinakelpoisuuteen.

Hinnan varmuus tarkoittaa varmuutta hyödykkeen todellisesta arvosta. Kun likviditeetti kasvaa, sitä varmempi voi olla, että viimeisin kaupankäyntikurssi kertoo hyödykkeen todellisen arvon. Epälikvideillä markkinoilla kurssi vaihtelee huomattavasti kaupasta kauppaan ilman näkyvää syytä.

Hyödykkeen markkinakelpoisuus viittaa helppouteen tai vaikeuteen myydä/ostaa hyödyke sen todellisella arvolla annettuna aikana. Markkinakelpoisuus riippuu transaktion vaikutuksessa hinnan varianssiin. Likvideillä markkinoilla voi myydä isojakin eriä kerralla ilman, että hinnan varianssi kasvaa. Markkinakelpoisuuteen vaikuttaa erän koko ja käytettävissä oleva aika. Mitä suurempi transaktio on kooltaan, sitä vaikeampi erä on myydä/ostaa 'oikealla' hinnalla. Toisaalta mitä pidempi aika transaktion tekoon on käytettä-

vissä, sitä paremmat ovat mahdollisuudet myydä/ostaa koko erä hyödykkeen todellisella arvolla.

Nämä kaksi likviditeetin osaa ovat toisistaan riippuvaisia. Mitä varmempi hinta on, sitä suurempi on hyödykkeen markkinakelpoisuus. Jos markkinoilla ollaan yksimielisiä hyödykkeen hinnasta, on isonkin erän kauppaaminen helppoa. Tämä pätee myös päinvastoin. Jos hyödykkeellä on paljon ostajia ja myyjiä, varmuus sen oikeasta hinnasta kasvaa.

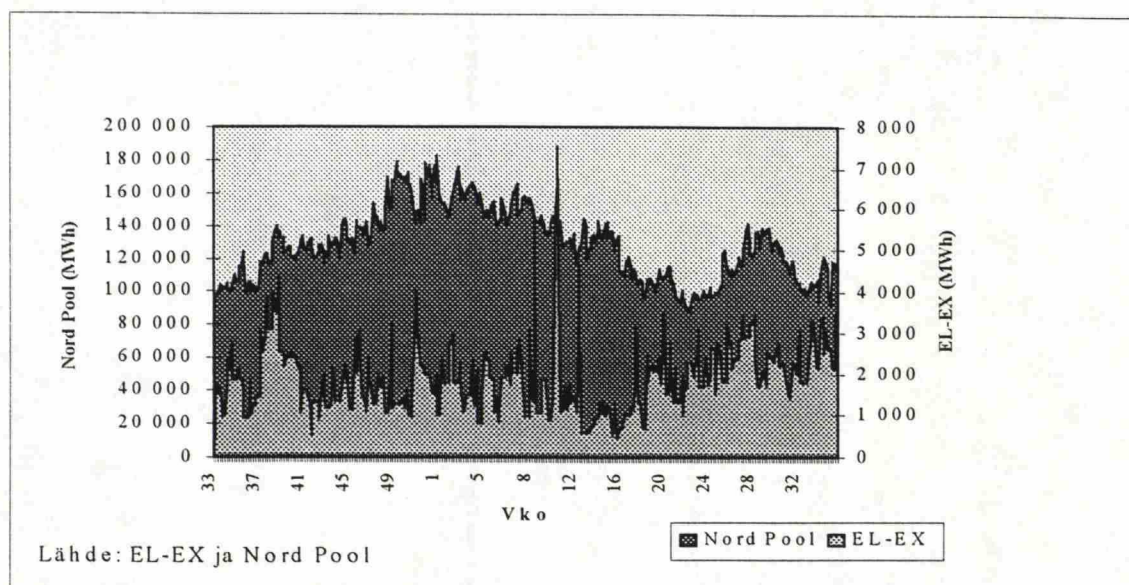
3.5.2 Toteutunut likviditeetti

Ensimmäisen toimintavuoden aikana (19.8.1996 - 18.8.1997) EL-EX:n tuntitermiinien kokonaisvolyyymi oli yhteensä 689 GWh¹. EL-EX on näin välittänyt noin yhden prosentin markkinoiden kokonaisvolyyymistä. Tämä on ennakkoarvioihin nähden pettymys, sillä esimerkiksi KTM:n sähköpörssiselvityksen (KTM:n tutkimuksia ja raportteja 93/1995, 124) konsensusarvio markkinaosuudesta oli 10 prosenttia. Nord Pool ASA:n spot-markkinoiden volyyymi oli vuonna 1996 40,6 TWh eli noin 60 kertaa suurempi kuin EL-EX:n. (Nord Pool 1997b, 4). Norjassa ostetaan jo noin 20 prosenttia sähköstä pörssin kautta. Vastaava luku Ruotsissa on noin 15 prosenttia.

Kuviossa 4 (seuraava sivu) on EL-EX:n ja Nord Poolin päivävolyymi elokuusta 1996 elokuuhun 1997. EL-EX ilmoittaa viikonloppuna erääntyvien tuntien volyymin yhdessä perjantain volyymin kanssa. Kuviossa perjantain volyyymi on jaettu tasaisesti perjantaille, lauantaille ja sunnuntaille.

¹ Luku ei suoraan kerro välitetyn sähkön määrää, sillä osa sähköeristä on saattanut vaihtaa omistajaa useaan kertaan ennen toimitusta. EL-EXin mukaan (Miikka Veikkola 18.6.1997) omistuksen kierto on kuitenkin ollut hyvin vähäistä, joten kokonaisvolyymin suhde markkinoiden kokoon vastaa melko hyvin pörssin todellista markkinaosuutta.

Kuvio 4: EL-EX:n ja Nord Poolin spot-markkinoiden päivävolyymi 18.8.1996 - 28.8.1997



EL-EX:n volyymin pienuutta selittää se, että EL-EX:n jäsenten ei ole pakko ostaa tai myydä sähköä pörssin kautta. Suomessa ja muissa Pohjoismaissa pörssikaupan rinnalla säilyvät kahdenväliset sähkön myynti- ja ostosopimukset.

EL-EX:n pörssikauppa on ollut tähän saakka lähes ainoastaan tilapäissähkön kauppaa. Pörssin jäsenet ovat ostaneet ja myyneet suurimman osan sähköstä edelleen kahdenvälisillä sopimuksilla, kun taas pörssikaupoilla on lähinnä tasapainoitettu lyhytaikaisia tuotannon ja kulutuksen vaihteluja. Osa jäsenistä on myös aktiivisesti verrannut pörssin hintoja pääasiallisen sähkön hankintamuotonsa kustannuksiin ja ostanut sähköä pörssistä, kun sieltä on saanut edullisemmin. EL-EX sähkötermiinien käyttö hintariskiltä suojautumiseen on ollut vähäistä. Kaupankäynti pitkäaikaisilla termiineillä on ollut hyvin ohutta.

Markkinoiden likviditeetin yksi mittari on parhaan osto- ja myyntikurssin välinen ero eli spread. Mitä epälikvidimmät markkinat ovat, sitä leveämpi on spread tai huonoimmassa tapauksessa osto- ja myyntitarjouksia ei ole ollenkaan. Markkinatakaajan olemassa olo rajoittaa spreadin leveyden sovittuun maksimiin. Markkinatakauksen ansiosta EL-EX:n seuraavan vuorokauden aikana erääntyville spot-tunneille ja neljän ensimmäisen viikon

viikkotermeineille on siis periaatteessa aina olemassa sitovat osto- ja myyntinoteeraukset. Koska EL-EX:n markkinatakaustoiminnassa ei tällä hetkellä ole mukana kuin IVO, se voi pitää osto- ja myyntinoteerauksien eron eli spreadin koko ajan suurimmalla sovitulla tasolla (spot-tuotteissa max 20%, termiineissä max 40%).

3.5.3 Likviditeetti tulevaisuudessa

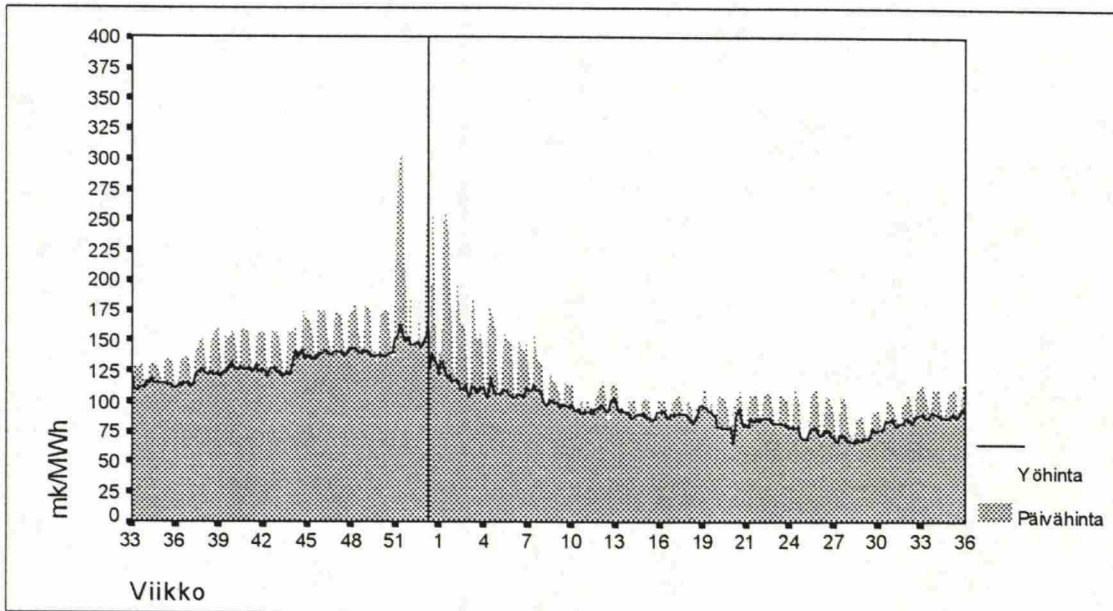
EL-EX:n ensimmäinen vuosi on kulunut monelta pörssin jäseneltä pörssikaupan opetteluun ja passiiviseen seuraamiseen. Sähkön vähittäismyyjien välinen kilpailu on kuitenkin nyt vasta kunnolla alkamassa. Asiakkaita on alettu houkuttelevaan aktiivisesti lehti-ilmoituksilla. Lisäksi uudet sähkö Sopimukset ovat kestoltaan entistä lyhyempiä, joten sähköyhtiön sähkön tarve saattaa muuttua hetkessä aivan toisenlaiseksi asiakkaiden vaihtaessa toimittajaa. Uudessa markkinatilanteessa myös sähkön hankintarakennetta on muutettava. Sähkömyyjien on hankittava yhä suurempi osa sähköstään spot-markkinoilta pitkäaikaisten hankintasopimusten sijasta. Onkin luultavaa, että sitä mukaa kun sähkömyyjien pitkiä hankintasopimuksia erääntyy, sähköpörssin välittämän sähkön osuus kasvaa ja likviditeetti paranee.

3.6 Sähkön hinta EL-EX:ssä

Sähkön vuorokausikeskihinta EL-EX:n ensimmäisen toimintavuoden ajalta oli 123 mk/MWh. Suurin päiväsähkön hinta 302,78 mk/MWh saavutettiin perjantaina 20.12.1996 ja pienimmillään 67,33 mk/MWh se oli sunnuntaina 6.7.1997. Yösähkö oli kalleimmillaan 168 mk/MWh uudenvuoden aattoyönä ja halvimmillaan 64,67 mk/MWh maanantaina 19.5.1997. Kuviossa 5 on vertailtu EL-EX:n yö- ja päiväsähkön hinnan kehitystä¹.

¹ 1996 ja 1997 hinnat eivät ole täysin vertailukelpoisia sähkön verotuksen muuttumisen vuoksi (kuviossa pystyviiva). EL-EX:n 1996 hinnoissa on mukana keskimäärin 22 mk polttoainevero. Vero on oikaistu selitysmallia kehittäessä (ks. kpl 5).

Kuvio 5: EL-EX:n spot-sähkön hinta 18.8.1996 - 2.9.1997



Kuvion sahanteräkuvio johtuu viikonlopuista, jolloin sähkön hinta on ollut alhaisempaa kuin arkipäivinä. Lisäksi voidaan huomata että päiväsaähkön hinta on ollut paljon volatiilimpi kuin yösaähkön hinta. Päivähinnan keskihajonta on 42,7, kun taas yöhinnan keskihajonta on ainoastaan 23,5.

3.7 EL-EX:n ja Nord Poolin yhdistyminen

Norjalais-ruotsalaisen sähköpörssi Nord Poolin ja Suomen EL-EX:n yhdistyminen parantaisi kummankin pörssin toimintaedellytyksiä. Seuraavassa käydään ensin läpi yhteisen pörssin etuja, jonka jälkeen arvioidaan fuusion tiellä vielä olevia esteitä.

3.7.1 Pohjoismaisen sähköpörssin edut

Kansallisten sähkömarkkinoiden pieni koko ja toimijoiden vähäinen määrä asettavat omat rajansa yksittäisten sähköpörssien likviditeetille ja tehokkuudelle. Nord Poolin ja EL-EX:n yhteinen jäsenmäärä (200 kpl) mahdollistaisi likvidit ja tehokkaat markkinat. Yhteisessä sähköpörssissä isojen tuottajien suhteellinen koko olisi pienempi ja niiden mahdollisuudet vaikuttaa hintaan poistuisivat. Markkinoiden luottamus pörssihinnan oikeellisuuteen kasvaisi ja sähkönmyyjät uskaltaisivat ehkä jättää yhä suuremman osan sähkönhankinnastaan pörssiin.

Pörssien yhdistäminen toisi myös kustannussäästöjä. Kaupankäynnin kasvaessa myynti- ja ostonoteerauksien välinen spread kavenisi. Lisäksi transaktiomaksuja voitaisiin alentaa huomattavasti ainakin EL-EX:n nykyisestä tasosta. Kustannukset tippuisivat erityisesti niiltä toimijoilla, jotka ovat nyt jäseninä sekä EL-EX:ssä että Nord Poolissa.

3.7.2 EL-EX:n ja Nord Poolin yhdistymisen esteet

Vaikka yhteinen sähköpörssi on ollut myös Nord Poolin ja EL-EX:n itsensä tavoitteena niiden perustamisesta alkaen (Nord Pool 1997c, 6 ja EL-EX 1997), on yhdistymisen tiellä vielä monta ratkaistavaa ongelmaa. Kiistoja aiheuttavat mm. kysymykset valuutasta, omistusrakenteesta ja kaupankäyntijärjestelmästä.

Nord Poolin kaupankäyntivaluutta on Norjan kruunu, mutta tarjouksia voi jättää myös Ruotsin kruunuissa. Ruotsalaisilla ja muilla ulkomaalaisilla pörssin jäsenillä kuitenkin säilyy valuuttariski, sillä Ruotsin kruunut muunnetaan Norjan kruunuiksi päivän kurssilla. EL-EX:n kaupankäyntivaluutta on luonnollisesti markka.

Useat kaupankäyntivaluutat merkitsevät periaatteessa yhtä monta, erityyppistä sopimusta, mikä heikentää likviditeettiä ja pörssin anonymiteettiä. Pohjoismaisten voimantuottajien yhteisjärjestö, Nordel onkin ehdottanut Pohjoismaiden yhteisen pörssin valuutaksi

puolueetonta valuuttaa, kuten USA:n dollaria, pörssin neutraalisuuden varmistamiseksi (Sähkömarkkinat 1/95).

Norjan ja Ruotsin viranomaiset ovat valinneet itselleen aktiivisemmän roolin sähkömarkkinoilla kuin Suomessa. Nord Poolin omistus on maiden kantaverkkoyhtiöiden kautta Norjan ja Ruotsin valtiolla, kun taas EL-EX on yksityisessä omistuksessa olevan SOM Oy:n tytäryhtiö. On todennäköistä, että fuusiotilanteessa Ruotsin ja Norjan kantaverkko-yhtiöt haluaisivat rinnalleen mieluummin Suomen Kantaverkko Oy:n kuin yksityisen tahon. Suomen Kantaverkko Oy onkin jo neuvottelut EL-EX:n ostamisesta itselleen.

Niistä suomalaisista sähkömarkkinaosapuolista, jotka ovat jäseninä kummassakin sähköpörssissä, ainakin Voimatori ja IVO pitävät EL-EX:n kaupankäyntijärjestelmää Nord Poolin järjestelmää parempana (Energiauutiset 1/1997, 22). Toisaalta Ruotsin Svenska Kraftnätin pääjohtaja Kjell Janssonin mukaan sikäläiset markkinatoimijat pitävät enemmän Nord Poolin mallista ja haluaisivat sen yhteisen pörssin kaupankäyntijärjestelmäksi (KL 3.7.1997)

Nord Poolin jäsenten määrä ja kaupankäyntivolyymi on monikymmenkertainen EL-EX:in verrattuna, joten fuusiotilanteessa Nord Pool on paljon vahvempi osapuoli kuin EL-EX. EL-EX on yrittänyt vahvistaa asemiaan perustamalla Ruotsiin tytäryhtiön, jonka tarkoitus olisi tarjota ruotsalaisille toimijoille vaihtoehto Nord Poolille. Tytäryhtiö ei kuitenkaan ole saanut tasevastaavan asemaa Ruotsissa, jota ilman se ei voi käydä sähkökauppaa Ruotsissa. Aika näyttääkin, saavatko EL-EX ja Nord Pool ratkaistua kiistansa ja yhdistyvät vai toimiiko kaikissa Pohjoismaissa kaksi vaihtoehtoista sähköpörssiä.

4 Sähkön hinnan määräytyminen - teoria ja hypoteesit

4.1 Sähkömarkkinoiden kilpailullinen tasapainomalli

4.1.1 Hinnoittelun perustekijät

Kun tavoitteena on yhteiskunnan hyvinvoinnin maksimointi, edellytetään että tuotteen hinta asettuu rajakustannusten tasolle, eikä tapahdu yli- tai ali-investointeja. Lisäksi edellytetään, että pitkän ajanjakson keskimääräiset kustannukset ovat minimimissä, jolloin kuluttaja maksaa mahdollisimman alhaisen hinnan hyödykkeestä. Täydellinen kilpailu täyttää edellä mainitut kriteerit.

Rajakustannukset voidaan jakaa lyhyen (MC_{SR}) ja pitkän aikavälin (MC_{LR}) rajakustannuksiin. Lyhyen aikavälin rajakustannukset mittaavat muuttuvien kustannusten kasvua, kun tuotanto kasvaa yhden yksikön. Pitkän aikavälin rajakustannuksiin sisältyvät myös investointien pääomakustannukset.

Taloustieteessä on käyty keskustelua siitä, pitäisikö optimaalisen hinnoittelun perustua lyhyen vai pitkän aikavälin rajakustannuksiin. Silloin kun yritykset suunnittelevat markkinoille tuloa, investointipäätökset perustuvat pitkän aikavälin rajakustannuksiin, sillä yritykset haluavat myös pääomalle korvauksen. Toisaalta, kun investointi on jo tehty, sen kustannukset ovat uponneita kustannuksia. Tällöin yhteiskunnan hyvinvoinnin kannalta on optimaalista asettaa hinta lyhyen ajan rajakustannusten tasolle (mm. Lehto 1995, 14).

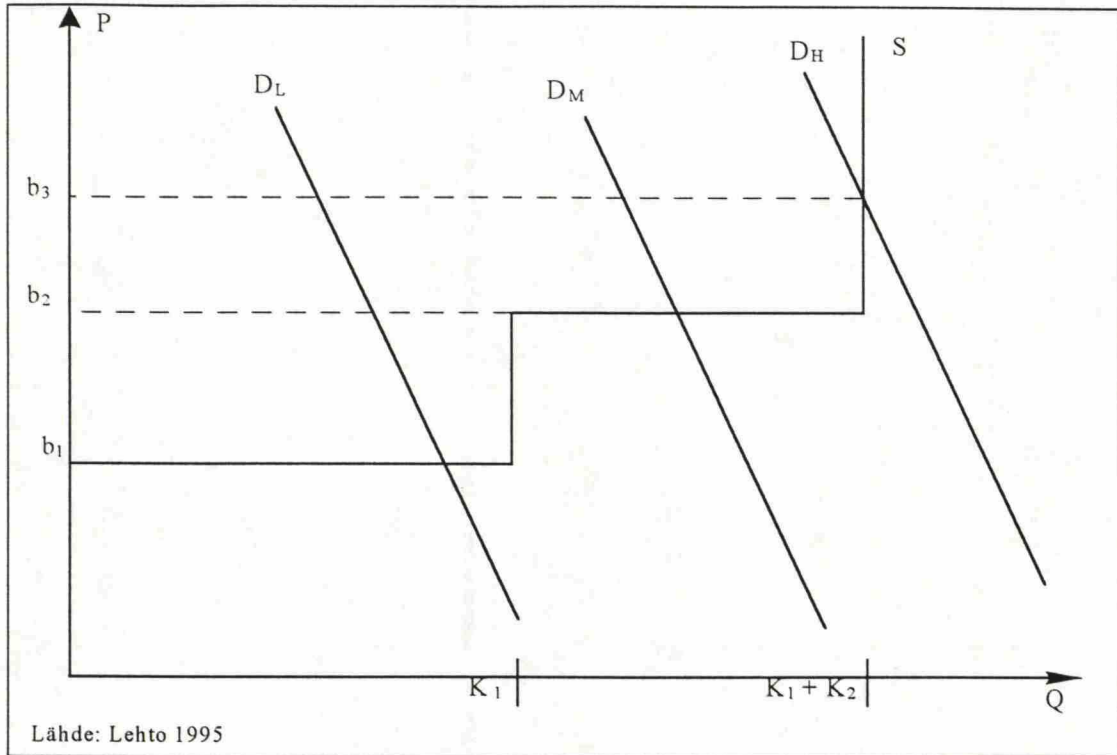
Markkinoiden kilpailullisuudesta riippuu, miten lähelle täydellisen kilpailun hintoja päästään. Kun yritysten tavoitteena on voiton maksimointi, vaaditaan yleensä suuri joukko homogeenisiä yrityksiä riittävän kilpailullisuuden saavuttamiseen. Pörssikauppa tehostaa kaupankäyntiä ja edistää markkinoiden kilpailullisuutta.

4.1.2 Avointen sähkömarkkinoiden toimintaperiaate

Sähkön tuotannon rajakustannukset vaihtelevat tuotantotavan mukaan. Täydellistä kilpailua vastaava optimaalinen markkinahinta määräytyy sähkön tuotantosysteemin rajakustannusten mukaan. Systeemin rajakustannukset vastaavat käytännössä viimeksi käytönotetun yksikön lyhyen aikavälin rajakustannuksia. Ainoastaan jos kysyntä ylittää tuotantosysteemin maksimikapasiteetin, hinta kohoaa yli kalleimman tuotantomuodon rajakustannusten. Jotta systeemin rajakustannusten mukaan tapahtuvassa hinnoittelussa kaikki kustannukset tulisivat katetuksi, systeemissä ei voi olla varsinaista ylikapasiteettia. (Lehto 1995, 18-19).

Kuviossa 6 on tilanne, jossa sähkömarkkinoilla on vain kaksi erilaista tuotantotekniikkaa. Tekniikan 1 (esim. vesivoiman) kapasiteetti on K_1 ja lyhyen aikavälin marginaalikustannukset b_1 . Tekniikan 2 (esim. lauhdevoiman) kapasiteetti on K_2 ja lyhyen aikavälin marginaalikustannukset b_2 . Tekniikalla 1 toimivien voimalaitosten kiinteät kustannukset ovat korkeammat kuin tekniikalla 2 toimivien. Tarkasteltavassa tilanteessa kummankin tekniikan piirissä voi olla useita yrityksiä tai vaihtoehtoisesti markkinoilla on vain yksi yritys, jolla on käytettävissä sekä tekniikalla 1 että tekniikalla 2 toimiva voimalaitos. Yksittäisen yrityksen tarjontakäyrän muodostaa sen lyhyen aikavälin marginaalikustannuskäyrä. Summaamalla yritysten tarjontakäyrät vaakasuoraan saadaan markkinatarjontasuora (S). Koska voimalaitokset otetaan käyttöön lyhyen ajan marginaalikustannusten mukaisessa edullisuusjärjestyksessä, markkinatarjontasuora on portaittain nouseva. Järjestelmän maksimituotantomäärä on $K_1 + K_2$.

Kuvio 6: Sähkön hinta ja kaksi tuotantotekniikkaa



Sähkön kokonaiskysyntä (D) vaihtelee kolmen perustilan välillä. Kun kysyntä on heikkoa (esim. kesällä), kysyntäkäyrä on asemassa D_L . Sähkön keskivahvaa kysyntää kuvaa käyrä D_M ja huippukysyntää (esim. pakkaspäivinä) kuvaa käyrä D_H .

Sähkön hinta ja tuotantotapa vaihtelevat kysynnän mukaan. Kun kysyntä on heikkoa, tuotetaan kaikki sähkö tekniikkaa 1 käyttävillä voimalaitoksilla ja sähkön hinta on ko. tekniikan rajakustannusten suuruinen eli b_1 . Kun kysyntä kasvaa keskivahvaksi, otetaan käyttöön myös tekniikalla 2 toimivia voimalaitoksia. Sähkön hinta on nyt tasolla b_2 . Tekniikalla 1 toimivat voimalaitokset saavat katetta myös kiinteille kustannuksille. Kun sähkön kysyntä kasvaa yli systeemin kokonaiskapasiteetin, tasapainon saavuttamiseksi hinnan on nouseva yli lyhyen aikavälin rajakustannusten. Huippukysyntätilanteessa (D_H) hinta nousee tasolle b_3 , jolloin myös tekniikalla 2 toimivat voimalaitokset saavat katetta kiinteille kustannuksille.

Pitkän ajanjakson tasapainossa eri tekniikkaa käyttävät yritykset saavat normaalin tuoton pääomalleen. Koska sähkön hinta on suurimman osan ajasta ylempänä kuin tekniikan 1 rajakustannukset, saavat sillä tuottavat voimalaitokset katettua korkeat kiinteät kustannuksensa. Tekniikan 2 matalammat kiinteät kustannukset tulevat katetuksi, jos huippukysyntä ylittää tarpeeksi suurella määrällä järjestelmän maksimikapasiteetin riittävän pitkän ajan. Jos järjestelmässä on ylikapasiteettia, eivät kaikki kiinteät kustannukset tule katetuksi. Tällöin ajan kuluessa kannattamatonta kapasiteettia poistuu markkinoilta. Toisaalta ali-investointi tilanteessa korkea sähkön hinta houkuttelee lisää kapasiteettia markkinoille ja hinta alenee tarjonnan kasvaessa.

Käytännössä vapaille sähkömarkkinoille tulo ja sieltä poistuminen on varsin jäykkää. Sähkön markkinahinnalla on taipumus vaihdella voimakkaasti kysynnän mukaan, joten sähkön tuottajalla on suuri hintariski. Toisaalta voimalaitosinvestoinnit vaativat suuria pääomia ja ne ovat hyvin pitkäikäisiä.

4.1.3 Tuotannon laajentamisrajoitukset

Kuviossa 6 kummankaan tuotantotekniikan laajentamiseen ei liittynyt rajoituksia. Lisäksi eri tekniikoiden muuttuvien ja kiinteiden kustannusten suhde oli sellainen, että kumpaa-kin tekniikkaa kannatti käyttää. Käytännössä edullisen tuotantotavan kapasiteetin laajentamiseen saattaa liittyä rajoituksia. Suomessa vesivoiman laajentamiselle rajoituksia asettavat sopivien vesiputousten ja jokien määrä. Ydinvoiman kohdalla laajentamisrajoitukset perustuvat poliittisiin päätöksiin. Ydistetyn sähkön ja lämmöntuotannon lisäämisen esteenä taas on kaukolämmön rajoitettu kysyntä.

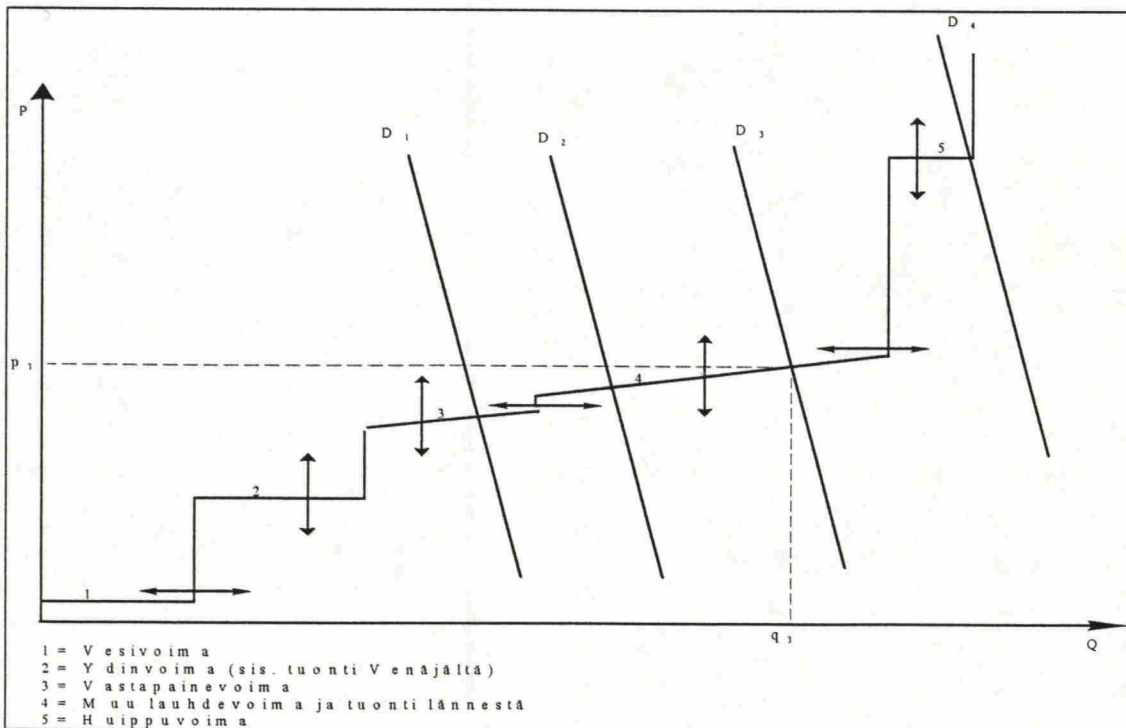
Lehto (1995, 84-98) osoittaa, että tuotannon laajentamisrajoitukset aikaansaavat voimalaitosyhtiöille ylimääräisiä voittoja, vaikka hinnoittelu olisi kilpailullista. Hänen mukaansa näitä ylimääräisiä voittoja kannattaisi verottaa fiskaalisella verolla, jolla voitaisiin alentaa sähkön kulutuksen verotusta.

4.1.4 Sähkön hinnan määräytyminen EL-EX:ssä

Seuraavassa oletetaan, että tukkusähkön pörssimuotoinen kauppa täyttää täydellisen kilpailun edellytykset ja sähkön hinta asettuu lyhyen aikavälin rajakustannusten tasolle. Hinnottelun oletetaan olevan informatiivisesti tehokasta siten, että kaikki relevantti tieto on mukana hinnoissa. Yksittäisellä pörssinjäsenellä ei oleteta olevan mahdollisuutta vaikuttaa hintaan.

EL-EX:ssä saadaan joka tunnille oma sähkön markkinahinta. Kunkin tunnin hinta riippuu kulloinkin vallitsevasta markkinoiden kysynnästä- ja tarjonnasta. Sähkön markkinatarjontakäyrä muodostuu summaamalla yhteen eri tuotantotekniikoiden marginaalikustannuskäyrät edullisuusjärjestyksessä. Vastaavasti markkinakysyntäsuora saadaan summaamalla kaikkien sähkönkäyttäjien kysyntäsuorat. Kuviossa 7 on hahmoteltu Suomen sähkömarkkinoiden kysyntä- ja tarjontasuorat.

Kuvio 7: Suomen sähkömarkkinoiden kysyntä ja tarjonta



Markkinoiden toimintaperiaate on sama kuin edellä kahden tuotantotekniikan tapauksessa. Uusia voimalaitoksia otetaan käyttöön edullisuusjärjestyksessä. Ensin käytetään kaikki mahdollinen vesivoimakapasiteetti (kuviossa numero 1), jonka muuttuvat kustannukset ovat lähes olemattomat. Ympäri vuoden käytetään myös kaikki ydinvoimakapasiteetti (2) sekä lämmöntuotannon ohessa syntyvä sähkö (3). Lisäksi tarpeen vaatiessa käytetään edullisuusjärjestyksessä muuta kuin ydinpolttoainetta käyttävää lauhdevoimakapasiteettia (4). Polttoaineen hinta (kivihiili, öljy, kaasua tai turve) ja voimalaitoksen tehokkuus ratkaisevat, mikä lauhdevoimalaitos on toiminnassa ja mikä suljettuna. Vuoden suurimpien huippukulutustuntien aikana on käytössä myös kaasuturbiineja (5), joiden muuttuvat kustannukset ovat monikertaiset verrattuna muuhun tuotantoon.

Vienti- tai tuontimäärät (4) länteen/lännestä vaihtelevat Ruotsi/Norjan ja Suomen sähkönjärjestelmien rajakustannusten mukaan. Kuviossa länsituonti on yhdistetty lauhdevoimatuotannon kanssa samaan tarjontakäyrän osaan, koska usein tuonti juuri korvaa Suomen omaa lauhdevoimatuotantoa. Jos ennen vientimahdollisuutta Ruotsi/Norjan hinta alittaa rajatariffin huomioonottamisen jälkeen Suomen hinnan, Suomi vähentää kalleimman ko. hetkellä toiminnassa olevan voimalaitoksen tuotantoa ja tuo sähköä. Välillä hintaero voi olla toisinkin päin ja Suomi lisää omaa tuotantoaan ja vie sähköä Ruotsiin. Venäjältä tuodaan (2) pitkäaikaissopimuksilla ydinsähköä vakiomäärä ajan suhteen. Venäjän sähkön muuttuvien kustannusten on oletettu olevan sama kuin suomalaisen ydinsähkön.

Norjalais-ruotsalaisten ja suomalaisten markkinoiden välinen hintaero ei pääse täysin tasoitumaan rajatariffin vuoksi. Vuoden 1997 alkuun saakka hintaeroja kasvatti vielä lisäksi tuontisähköön kohdistunut 22 mk/MWh:lta ollut vero, joka poistettiin energiaverotuksen uudistamisen yhteydessä 1.1.1997. Nykyään maiden sähköpörssien hintojen välillä on rajatariffin vuoksi 41 mk:n suuruinen arbitraasivapaavyöhyke. EL-EX:n hinnan täytyy olla 17 mk korkeampi kuin Nord Poolin hinta ennenkuin tuonti Ruotsista kannattaa tai toisaalta 24 mk matalampi ennenkuin vienti Ruotsiin kannattaa. Kun rajajohtojen siirtokapasiteetti on täynnä, voi hinta erota enemmänkin.

Periaatteessa kaikkien tuotantomuotojen tunnittainen maksimikapasiteetti vaihtelee, mutta suurimmat muutokset tapahtuvat vesi- ja vastapainevoiman sekä tuonnin tuotantokapasiteeteissa. Kuviossa 7 vaakasuorat nuolet kuvaavat näiden tuotantomuotojen kapasiteetin muutosta. Vesivoiman tuotantomäärä riippuu säännöstelyaltaiden vesimäärästä ja sademäärästä. Runsassateisina kuukausina vesivoiman osuus sähkön kokonaistarjonnasta kasvaa. Kuviossa 7 tarjontakäyrän 1-osa pitenee ja kalliimpia tuotantomuotoja otetaan käyttöön vasta myöhemmin. Näin ollen sähkön hinta laskee (*ceteris paribus*). Vastapainevoiman tuotantomäärä riippuu taas lämmönkysynnästä, joka on suoraan verrannollinen ulkoilmanlämpötilaan. Kylminä vuorokausina sähkön vastapainetuotannon määrä on huomattavasti suurempi (tarjontakäyrän 3 osa pitenee) kuin lämpimänä aikana. Länsituonnin määrä vaihtelee edellisessä kappaleessa mainituista syistä johtuen.

Muiden tuotantomuotojen kuin vesivoiman muuttuvat kustannukset riippuvat pitkälti käytettyjen polttoaineiden hinnasta. Tuotantokustannusten muutos siirtää tarjontakäyrää ylös tai alas ko. tuotantotekniikan osalta (kuviossa 8 pystysuorat nuolet). Vastapaine- ja lauhdetuotannossa tuotantokustannukset vaihtelevat voimalasta toiseen ja siksi niiden osalta tarjontakäyrä on nouseva. Pääosan eroista selittää käytetty polttoaine. Kivihiilellä tuotettu sähkö on halvinta, kun taas kaasu ja turve ovat suunnilleen yhtä kalliita polttoaineita. Lehto (1995, 34).

Sähkön kysyntään vaikuttavia tekijöitä käsiteltiin edellä kappaleessa 2.3.2. Kysyntäkäyrän sijainti vaihtelee tunti tunnilta teollisuuden koneiden käyttöasteen ja ulkoilman lämpötilan mukaan. Pidemmällä aikavälillä kysyntään vaikuttaa koneiden lukumäärä ja käyttöaste sekä lämmitysmenetelmät. Kuviossa sähkön lyhyen ajan kysyntä on oletettu lähes joustamattomaksi hinnan suhteen.

Sähkön tunnittainen hinta ja tuotannon määrä määräytyy kysyntä- ja tarjontakäyrän leikauspisteestä. Suurimman osan vuotta lauhdevoimatuotannon rajakustannukset ovat ratkaisevassa asemassa. Se on muuttuvilta kustannuksiltaan kallein käytössä oleva tuotantomuoto ja määrää näin koko systeemin rajakustannuksen sekä sähkön markkinahinnan. Lauhdesähkön osuus sähkön kokonaishankinnasta on jäänyt viime vuosina 6-17 pro-

senttiin kokonaistuotannosta, vaikka sen osuus voimalaitoskapasiteetista oli vuonna 1995 26%. Huippuvoiman käyttöaste taas on ainoastaan muutamia prosentteja. Kaiken kaikkiaan Suomessa on tällä hetkellä sähköntuotannossa ylikapasiteettia niin paljon, ettei sähkön kysyntä nouse edes vuoden huippukysyntätunteina järjestelmän maksimikapasiteettiin asti.

Esimerkiksi talvipäivien tyypillinen kysyntäkäyrä on D_3 . Tällöin käytössä suurin osa omasta lauhdevoimalakapasiteetista. Sähkön tuotantomäärä on q_3 ja markkinahinta sähköpörssissä p_3 .

4.2 Tutkimushypoteesit EL-EX:n hintaan vaikuttavista tekijöistä

Ennen EL-EX:n sähkön hinnan selitysmallin estimointia on hyödyllistä koota yhteen edellisissä kappaleissa esitetyt sähkön hintaan vaikuttavat tekijät. Näin voidaan mallin antamia tuloksia, etenkin korrelaatioiden suuntia, verrata teorian pohjalta muodostettuihin hypoteeseihin.

Koska sähkön tarjontakäyrä on nouseva, kysynnän kasvaessa tuotantokustannukset kasvavat ja sähkön hinta nousee. Tutkimuksessa odotetaan näin löydettävän voimakas positiivinen korrelaatio sähkön hinnan ja kulutetun määrän välille. Toisaalta tarkasteltaessa yksittäisiä tuotantomuotoja on luultavaa, että vesivoima ja vastapainevoima korreloivat negatiivisesti hinnan kanssa. Mitä enemmän sähköä voidaan tuottaa edullisella vesi- ja vastapainevoimalla, sitä halvempaa sähkö on. Ydinvoiman tuotannon ollessa melko vakio ajan suhteen, sen korrelaation hinnan kanssa oletetaan olevan hyvin pieni. Lauhdevoima-tuotanto, yleensä kalleimpana käytössä olevana tuotantomuotona, korreloi edellisessä kappaleessa esitetyn mallin mukaan positiivisesti hinnan kanssa. Tuonnilla oletetaan luonnollisesti olevan hintaa laskeva vaikutus, kun taas viennin ja hinnan korrelaation oletetaan olevan positiivnen

Sähkön kysyntälajeista eniten vaihtelevat teollisuus- ja lämmityskysyntä. Teollisuuskysyntään ja sen myötä sähkön hintaan vaikuttanee viikonpäivä, sillä viikonloppuisin ja pyhäpäivisin suurin osa tehtaista on pysäytetty. Toisaalta teollisuuskysynnän oletetaan korreloivan koneiden käyttöasteen kanssa. Koneiden käyttöastetta mittaa saatavilla olevista tilastoista parhaiten teollisuuden volyyymi-indeksi, jonka oletetaan siten korreloivan positiivisesti sähkön hinnan kanssa. Lämmityskysynnän ja sähkön hinnan oletetaan korreloivan negatiivisesti ulkoilman lämpötilan kanssa.

Toisaalta kuten edellä on todettu sähkömarkkinaosapuolet vertailevat jatkuvasti EL-EX:n, Nord Poolin ja kahdenvälisten tukkusopimusten hintaa. Eri tukkusähkön hankintamuotojen välillä tapahtuu jatkuvasti arbitraasia, jonka oletetaan aiheuttavan positiivisen korrelaation niiden hintojen välille. Nord Poolin hintatiedot ovat kaikkien saatavilla, mutta kahden välisistä tukkusopimuksista ei ole olemassa minkäänlaista indeksiä. Voimayhtiöiden hinnoittelua kuitenkin hallitsee IVO:n tukkuhintatariffi IVO93 (ks. kappale 2.5.4), jonka muutokset ovat sidottu mm. polttoaineen hintaindeksiin. Hypoteesina onkin, että Nord Poolin hinnan lisäksi myös polttoaineen hintaindeksi korreloi positiivisesti sähkön hinnan kanssa.

Yksi tehokkaiden markkinoiden ominaisuus on, että kaupankäyntivolyyymi ei vaikuta hintoihin. Hypoteesina on, että EL-EX:n vuorokausivolyyymeilla ei ole vaikutusta hintoihin.

Yhteenveto oletettujen korrelaatioiden suunnasta on seuraavalla sivulla taulukossa 5.

Taulukko 5: Hypoteesi sähkön hintaan vaikuttavien tekijöiden korrelaatiosta

TEKIJA	SÄHKÖN HINTA
SÄHKÖN KULUTUS ELI KYSYNTÄ	++
VESIVOIMA	-
YDINVOIMA	0
VASTAPAINVOIMA	+/-
LAUHDEVOIMA	+
TUONTI	-
VIENTI	+
LA-SU, MUU PYHÄPÄIVÄ	-
TEOLLISUUDEN VOLYYMI-INDEKSI	+
LÄMPÖTILA	-
NORD POOLIN HINTA	++
IVO93-TARIFFI (POLTTOAINEEN HINTAINDEKSI)	+
EL-EX:N KAUPANKÄYNTIVOLYYMI	0

5 Sähkön markkinahinnan selitysmalli

5.1 Tutkimusaineisto

5.1.1 EL-EX:n hinta

Tutkimuksen selitettävä muuttuja on sähköpörssi EL-EX:ssä noteerattava sähkön (spot) hinta. Tutkimuksessa ei mallinneta yksittäisten tuntien hintoja, vaan niistä laskettuja vuorokauden keskihintoja. EL-EX laskee tunti hinnoista kolmenlaisia keskihintoja: vuorokauden keskihinnan, päivätuntien keskihinnan ja yötuntien keskihinnan, joita kaikkia hyödynnetään tutkimuksessa.

EL-EX:n vuorokausitilastoinnissa noudatetaan sähkömarkkinoilla yleisesti käytettyä ns. käyttövuorokauden tuntijakoa. Käyttövuorokausi alkaa ja päättyy kello 7 eli esimerkiksi maanantain sähkön keskihinta on keskiarvo maanantain 07-24 ja tiistain 00-06 välillä alkavien toimitustuntien hintojen keskiarvosta. Kunkin vuorokauden päiväsähkön hinta on suora aritmeettinen keskiarvo yksittäisten kello 07-21 alkavien toimitustuntien hinnoista (yhteensä 15 tuntia). Vuorokauden yösähkön hinta taas koostuu kello 22-06 välillä

alkavien toimitustuntien keskiarvosta (yhteensä 9 tuntia). Yösähkön hinnan laskennassa on huomattava, että toimitustunnit 00-06 ovat siis seuraavan vuorokauden puolella.

Vuorokauden keskiarvoa laskettaessa kunkin toimitustunnin hintana käytetään volyymipainotettua keskiarvoa kaikista ko. tunnilla tehdyistä kaupoista. Kaupankäynti yksittäisellä tunnilla alkaa viikkoa ennen toimitusta ja päättyy normaalisti kahta tuntia ennen toimitushetkeä. Viikonlopun ja pyhäpäivien toimitustuntien kaupankäynti päättyy edellisenä arkipäivänä kello 17. Edellä mainittu tuntihinnan laskentatapa saattaa heikentää mallin selitysasetta, sillä useita päiviä ennen varsinaista toimitustuntia tehdyissä kaupoissa ei ole tiedossa vielä kaikkia sähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä, kuten lämpötilaa. Vaihtoehtoinen laskentatapa olisi käyttää tunnin hintana viimeistä kaupantekokurssia. Viimeiset kaupat tehdään yleensä juuri ennen tunnin eräntymishetkeä, jolloin kyseisen tunnin kysyntä- ja tarjontatekijät ovat jo varsin selvät. Haittana viimeisen kaupantekokurssin käytössä kuitenkin on, että kyseessä on vain yksi kauppa, joka epälikvideillä markkinoilla saattaa poiketa merkittävästikin markkinatasosta.

Koska 1.1.1997 sähkön verotus muuttui, EL-EX:n 1996 ja 1997 hinnat eivät ole vertailukelpoisia ilman oikaisua. Vuonna 1996 sähköä verotettiin jo tuotantovaiheessa, joten vero oli mukana myös EL-EX:n hinnassa. Nykyisessä verojärjestelmässä verotus taas kohdistuu pääasiassa kulutukseen ja vero lisätään sähkön hintaan vasta vähittäismyynnin yhteydessä. Vuoden 1996 EL-EX:n hintojen sisältämää sähköveron määrää ei voi tarkasti laskea, mutta paras arvio sille on tuontisähkölle tuolloin määrätty 22 mk/MWh vero, jonka oli tarkoitus vastata keskimääräistä kotimaisen sähkön verorasitusta. Ko. summa on vähennetty kaikista 1996 hinnoista.

Tutkimusperiodi on EL-EX:n ensimmäinen toimintavuosi. EL-EX on toimittanut hintatiedot ajalta 18.8.1996 - 15.8.1997 eli yhteensä havaintoja on kussakin hintasarjassa (päivä-, yö- ja keskihinta) 363 kappaletta.

EL-EX on toimittanut myös spot-sähkön vuorokausivolyymit, joilla voidaan testata onko kaupankäyntivolyyymilla vaikutusta hintoihin. Volyymitiedoissa viikonlopun volyyymi on

yhdistetty perjantain volyymeihin, jonka vuoksi perjantait on jouduttu poistamaan aineistosta.

5.1.2 Selittävien muuttujien aineistot

Sähköenergialiitto tilastoi Suomen sähkön kulutusta ja hankintaa. Tilastoista selviää sähkön kokonaiskulutuksen lisäksi sähkön hankinnan jakaantuminen vesi-, ydin- vastapaine- ja lauhdevoimaan sekä tuontiin ja vientiin. Tilastointivälinä on joko viikko tai tunti. Jatkuvana tilastona on saatavilla viikkotilasto, kun taas tuntitilastoja tehdään vuosittain vain muutamista näyteviikoista. Näytteenotto painottuu talvikuukausiin, eikä se täytä mitään otantamenetelmiltä vaadittua satunnaisuutta. Tuloksia analysoitaessa onkin muistettava, että näytöönnotolla kerätty aineisto ei välttämättä vastaa koko vuotta koskeviin kysymyksiin.

Sähköenergialiiton viikkotilasto oli tutkimuksen tekohetkellä valmistunut viikolle 31/97 saakka, joten sähkönkulutuksen viikkoaineistoa on yhteensä 50 viikolta. Tutkimusperiodille sattuu yhteensä 8 näyteviikkoa: 38/96, 51/96, 2/97, 3/97, 4/97, 5/97, 6/97, 21/97, joista saadaan laskettua yhteensä 56 vuorokauden päivä- ja yötuntien sähkön kulutus ja hankintarakenne. Tilastojen yksikkönä käytetään keskimääräistä tunnin keskitehoa MW:na, jotta viikko- ja vuorokausitilastot olisivat keskenään vertailukelpoisia.

Ilmatieteenlaitos on toimittanut tutkimusperiodilta Helsinki-Kaisaniemi sääaseman vuorokauden keski-, maksimi- ja minimilämpötilat. Tutkimuksessa ei ole rakennettu koko Suomen kattavaa lämpötilaindeksiä, koska sähkön kulutus kuitenkin painottuu Etelä-Suomeen ja Helsingin lämpötila korreloi voimakkaasti muiden kaupunkien lämpötilojen kanssa (Aaltonen 1994, 28-29). Käytettäessä logaritmista muunnosta lämpötilasarjasta Celsius-asteikolta on siirrytty Kelvin-asteikolle ($^{\circ}\text{C} + 273$).

Sähköpörssi Nord Poolilta on tutkimuskäyttöön saatu Ruotsin sähkömarkkinoiden tuntihinnat (Stockholm Priset) tutkimusperiodilta. Tuntihinnoista on laskettu Suomen käy-

tännön mukaiset vuorokausi-, päivä- ja yökeskihinnat yhden tunnin aikaero huomioiden. Hinnat on muutettu Ruotsin kruunuista Suomen markoiksi Suomen Pankin päivän (tai edeltävän arkipäivän) keskikurssin mukaan.

Tilastokeskus julkaisee tuotannon volyymi-indeksin ja polttoaineen hintatekijän kuukausittain. Tutkimuksen tekohetkellä oli käytössä volyymi-indeksi 6/97 ja hintatekijä 7/97 asti. Kaikki teollisuuden alat sisältävän tuotannon volyymi-indeksin lisäksi tutkimuksen käytössä ovat myös puu- ja paperiteollisuuden sekä metalliteollisuuden erikoisindeksit. Polttoaineindeksiä käytetään jäljittelemään IVO93 tukkutariffin muutoksia. Tariffi päivitetään joka tammi-, touko- ja syyskuun alussa kaksi kuukautta vanhan polttoaineindeksin luvuilla. Tutkimusperiodilla on näin käytössä 4 erisuuruista IVO93 tariffin energiamaksua.

Viikonpäivä vaikutuksen tutkimiseksi tutkimuksessa on lisäksi käytössä kaksi dummy-muuttujaa. Toinen dummy-muuttuja on lauantain ja toinen sunnuntain indikaattori. Juhlapyhät sekä joul- ja juhannusaatot on sisällytetty sunnuntain dummy-muuttujaan.

Yhteenveto käytetyistä muuttujista, niiden lyhenteistä tilastomalleissa, muuttujien yksiköistä ja havaintojen lukumäärästä vuorokausi ja viikkoaineistossa on seuraavalla sivulla taulukossa 6.

Taulukko 6: Tilastomallissa käytetyt muuttujat

MUUTTUJA	LYHENNE (1	YKSIKKÖ	HAVAINTOJEN LKM VRK/VKO
EL-EX:n päivähinta	PA_HINTA	mk/ MWh	363/ -
EL-EX:n yöhinta	YOHINTA	mk/ MWh	363/ -
EL-EX:n viikon keskihinta	VKOHINTA	mk/ MWh	- / 52
Nord Poolin päivähinta	NP_PA	mk/ MWh	363/ -
Nord Poolin yöhinta	NP_YO	mk/ MWh	363/ -
Nord Poolin viikon keskihinta	NP_VKO	mk/ MWh	- / 52
Vuorokauden maksimilämpötila HKI	C_MAX	°C (2	363/ 52
Vuorokauden minimilämpötila HKI	C_MIN	°C (2	363/ 52
Vuorokauden keskilämpötila HKI	C_KA	°C (2	363/ 52
Lauantain indikaattori	DUMMY1	-	363/ 52
Sunnuntain indikaattori	DUMMY2	-	363/ 52
Vesivoiman tuotanto	VESI	MW	56/50
Ydinvoiman tuotanto	YDIN	MW	56/50
Vastapainetuotanto	VASTAP	MW	56/50
Lauhdevoimatuotanto	LAUHDE	MW	56/50
Tuonti (Venäjä, Ruotsi, Norja)	TUONTI	MW	56/50
Vienti (Ruotsi, Norja)	VIENTI	MW	56/50
Sähkön kokonaiskulutus (keskiteho)	KYSYNTA	MW	56/50
Teollisuustuotannon volyyymi-indeksi:			
koko teollisuus	VI_KOKO	-	-/10 (3
paperiteollisuus	VI_PAP	-	-/10 (3
metalliteollisuus	VI_MET	-	-/10 (3
IVO93 tariffin muutokset (Pa-indeksi)	PA_I	-	-/11 (3
EL-EX:n volyyymi	EL_VOL	MW	193/52

1) Logaritmoidun muuttujan merkinä ovat kirjaimet lg lyhenteen edessä.
2) Logaritmoidun lämpötilan yksikkönä käytetään Kelviniä.
3) Kuukausiaineistoa

5.2 Tutkimusmenetelmät

5.2.1 Estimoitavat mallit

Tutkimuksen tavoite on kuvata sähkön hinnan rakenne ja suuruus mahdollisimman yksinkertaisesti ja helposti tulkittavasti. Pyrkimyksenä on kehittää regressiomalli, joka selittää sähkön hinnan tehokkaasti pienellä selittävien muuttujien määrällä. Koska sähkön yö- ja päivähintaan oletettavasti liittyvät osittain erilaiset kysyntätekijät, kehitetään rinnan omat regressiomallinsa yö- ja päivähinnalle.

Selittävien muuttujien tilastoinnin vuoksi tutkimuksessa kehitetään vuorokausihintojen selitysmallin lisäksi viikkohintojen (=aritmeettinen keskiarvo vuorokausihinnoista) selitysmalli. Viikkomallissa voidaan hyödyntää sähkön kulutus- ja hankintarakennetilastoa ympärivuotisena ja näin verrata, vaikuttaako talvikuukausiin keskittynyt näytteenotto päivä- ja yösähkömallien tuloksiin. Lisäksi viikkohintamallissa sähkön yksittäiset huippuhinnat tasoittuvat.

Hinta-, lämpötila-, ja kulutushavainnoista lasketaan myös kuukauden keskiarvot, joiden avulla yritetään löytää tilastollinen riippuvuus (lineaarinen korrelaatio) sähkön hinnan ja tuotannon volyymi-indeksin sekä IVO93-tariffin muutosten välille. Kuukausihavainnoista ei kuitenkaan estimoida regressiomallia havaintojen vähäisen määrän vuoksi.

5.2.2 Tilastolliset menetelmät

Regressiomallien estimoinnissa käytetään tavanomaista PNS-menetelmää. Suoran lineaarisen riippuvuuden lisäksi testataan, paraneeko malli muuttujien toisen asteen termien ja ristikertoimien lisäämisellä eli polynomimallilla tai siirtymisellä muuttujien logaritmiin muunnoksiin eli eksponentti- tai potenssifunktioihin. Eksponenttifunktio on muotoa: $Y = b_0 b_i^{X_i}$, joka voidaan PNS-menetelmällä estimoida muodossa: $\lg(Y) = \lg(b_0) + \lg(b_i)X_i$ (otetaan logaritmi Y:stä). Potenssifunktio puolestaan on muotoa: $Y = b_0 X_i^{b_i}$, jonka lineaarinen muunnos on: $\lg(Y) = \lg(b_0) + b_i \lg(X_i)$ (otetaan logaritmi sekä Y:stä että X:stä). Mallien tilastollinen merkitsevyys ($H_0: \beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_k = 0$) testataan F-testillä ja yksittäisten regressiokerrointen merkitsevyys ($H_0: \beta_i = 0$) t-testillä.

Koska sähkön hintaa selittäviä muuttujia on käytössä vuorokausiaineistolla yhteensä 11 kappaletta, mahdollisia regressiomalleja on kullakin funktiomuodolla yhteensä $2^{11}=2048$ kappaletta. Vaikka osan malleista voi karsia pois testaamattakin, jää potentiaalisia, hyviä selitysmalleja jäljelle niin monta, että niiden kaikkien analysointi olisi hyvin aikaavievä tehtävä. Siksi tutkimuksessa käytetään selitysmallin alustavaan valintaan ns. Stepwise Selection- menetelmää. Menetelmän lopputuloksena saadaan malli, jossa kaikkien esti-

moitujen regressiokertoimien merkitsevyys on vähintään halutulla tasolla. Menetelmän tarkempi kuvaus on liitteessä 1.

Stepwise Selection-menetelmä ei kiinnitä huomiota selittävien muuttujien väliseen korrelaatioon eli multikollineaarisuuteen. Multikollineaarisuuden aiheuttamia ongelmia ovat mm.: (Neter et al 1990, 407)

1. Kun malliin lisätään tai siitä poistetaan selittävä muuttuja, muut regressiokertoimet muuttuvat. Tällöin regressiokertoimen yleinen tulkinta selittävän muuttujan odotettuna muutoksena, kun ko. selittävä muuttuja kasvaa yhdellä yksiköllä ja muut selittävät muuttujat pidetään vakiona, ei ole enää järkevä.
2. Yksittäisen muuttujan selittämä osuus selitettävän muuttujan kokonaisvaihtelusta vaihtelee riippuen mallissa jo olevista muuttujista.
3. Estimoitujen regressiokertoimien varianssi kasvaa, kun selittävät muuttujat korreloivat keskenään.
4. Estimoidut regressiokertoimet yksittäin testattuna (esimerkiksi t-testillä) saattavat olla tilastollisesti merkitsemättömiä, vaikka selitettävän muuttujan ja keskenään korreloivien selittävien muuttujien ryhmän välillä on merkitsevä tilastollinen yhteys.

Multikollineaarisuus ei sinänsä huononna estimoidun mallin sopivuutta aineistoon. Itse asiassa aina kun uusia selittäviä muuttujia lisätään malliin, mallin selitysaste pysyy samana tai kasvaa. Koska kuitenkin tavoitteena ei ole maksimoida selitysasetta, vaan luoda hyvin tulkittava malli, kiinnitetään multikollineaarisuuteen erityistä huomiota. Stepwise Selection-menetelmällä saadun regressiomallin muuttujien multikollineaarisuutta analysoidaan osittaiskorrelaatiokertoimilla ja VIF (Variance Inflation Factor)-luvulla. VIF-luku mittaa estimoitujen regressiokertoimien varianssin kasvamista selittävien muuttujien keskinäisen riippuvuuden vuoksi¹. Jos estimoitujen kertoimien VIF-luvut kasvavat suu-

¹ VIF = 1, kun muuttuja ei korreloi muiden kanssa. Jos VIF-arvo on yli 10 sen katsotaan usein osoittavan multikollineaarisuutta, joka vaikuttaa haitallisesti estimaatteihin.

reksi, multikollineaarisuutta pyritään pienentämään muuttujia vaihtamalla tai poistamalla. Polynomimallin estimoinnin yhteydessä muuttujien toisen asteen termien ja ristikertoimien multikollineaarisuus vältetään siirtymällä tarkastelemaan muuttujien poikkeamaa keskiarvosta ($X_i' = X_i - \text{mean}(X_i)$).¹

Liiketaloudellisissa aikasarjoja käyttävissä tutkimuksissa multikollineaarisuuden lisäksi ongelmia aiheuttaa usein peräkkäisten virhetermien riippuvuus eli autokorrelaatio. Voimakkaan autokorrelaation vallitessa virhetermien varianssin estimaatti on liian pieni ja mm. t- ja F-jakaumiin pohjautuvien testien tulkinta vaikeutuu. Jos mallin virhetermit ovat autokorreloituneita, autokorrelaatiosta voidaan yrittää päästä eroon esimerkiksi Cochran-Orcutt menetelmällä, jossa siirrytään tarkastelemaan muuttujien muunnoksia: $Y' = Y_t - rY_{t-1}$ ja $X' = X_t - rX_{t-1}$, jossa r = virhetermien autokorrelaatiokerroin (tarkempi kuvaus liitteessä 1). Usein menettelyä yksinkertaistetaan ja tarkastellaan suoraan peräkkäisten muuttujien erotuksia (eli $r=1$).

Tutkimuksessa estimoitujen mallien autokorrelaatio testataan Durbin-Watson testillä, mutta em. autokorrelaation oikaisumenetelmiä ei voida soveltaa päivä- ja yösähkön hintamalleille. Jos nimittäin vuorokausiaineistossa käytetään selittävinä muuttujina sähkön kulutus- ja hankintatilastoa, supistuu aineisto 8 näyteviikkoon. Tällöin aineisto ei ole enää tasavälinen aikasarja, vaan näyteviikon vaihtuessa peräkkäisten havaintojen väli saattaa olla useita viikkoja. Olisi virhe soveltaa tällaiseen aineistoon suoraviivaisesti muuttujien muunnos, jossa oletetaan, että aineisto on tilastoitu säännöllisesti ja tasavälisesti. Vuorokausiaineiston virhetermien autokorrelaatio pyritään minimoimaan yksinkertaisesti ottamalla malliin selittäviä muuttujia (mm. lämpötila), jotka aiheuttavat hinnan autokorrelaation. Jos autokorrelaatio rakentuu näin sisään regressiomalliin, virhetermit eivät enää ole voimakkaasti autokorreloituneita.

¹ Muunnos ei vaikuta selityssasteeseen tai regressiokertoimiin.

Sen sijaan viikkoaineisto on kattava ja havaintojen väli on aina yksi viikko. Viikkoaineiston virhetermien autokorrelaation oikaisemiseen sovelletaan tarvittaessa Cochran-Orcutt menetelmää.

Mallien multikollineaarisuuden ja autokorrelaation lisäksi tutkitaan niiden varianssin mahdollinen heteroskedastisuus ja virhetermien normaalisuus. Varianssin heteroskedastisuutta arvioidaan kuviolla, jossa x-akselille on sijoitettu mallin ennustama arvo standardisoituna ja y-akselille standardisoitu virhetermi. Virhetermien normaalisuutta tutkitaan myöskin graafisesti vertaamalla virhetermien jakaumaa normaalijakaumaan.

5.3 Tilastollisten riippuvuuksien etsiminen

Sähkön hintaan vaikuttavien tekijöiden selvittämiseksi tutkitaan aluksi yksitellen selittävien muuttujien korrelaatiota ja regressiomalleja hinnan kanssa. Varsinainen, kaikkia muuttuja hyödyntävä selitysmalli estimoidaan kappaleessa 5.4.

Käytettyjen muuttujien keskiarvot ja -hajonnat sekä korrelaatiomatriisi ovat liitteessä 2.

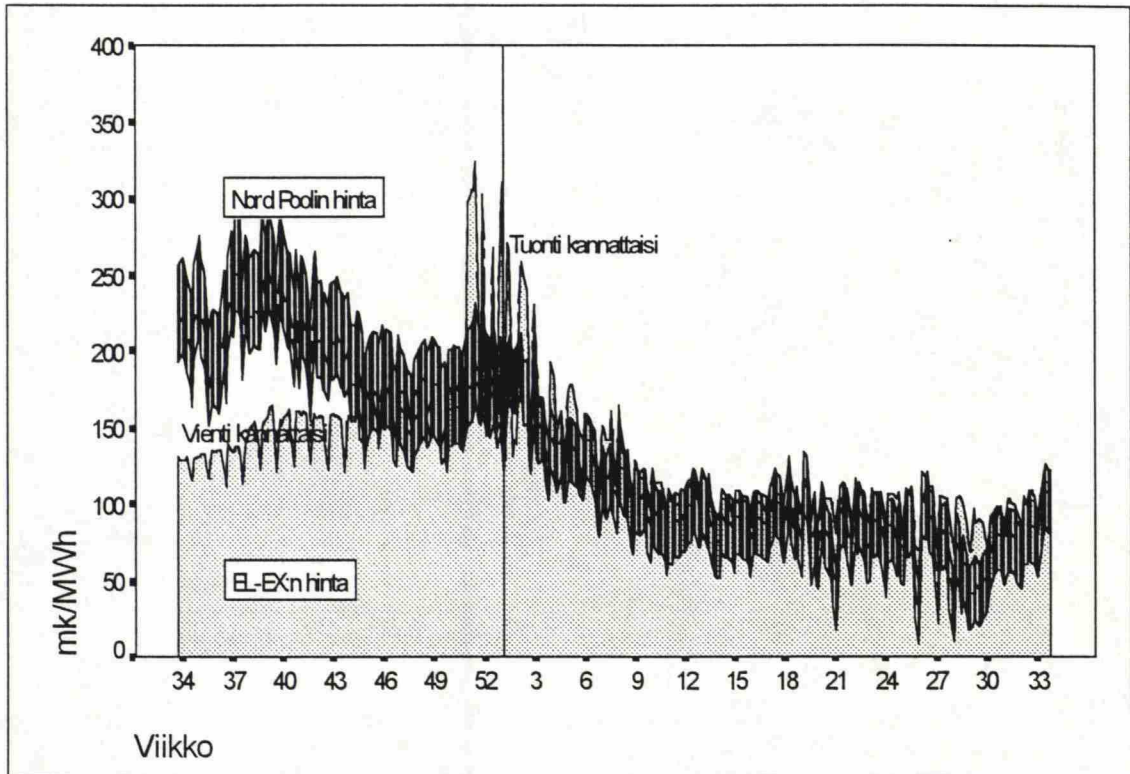
5.3.1 Nord Poolin hinta

Aloitetaan analyysi tutkimalla, kuinka hyvin EL-EX:n ja Nord Poolin spotmarkkinoiden välinen arbitraasi on toiminut. Kuviossa 8 vertaillaan Nord Poolin ja EL-EX:n päiväsähkön hintoja¹. Nord Poolin hinnan ympärille on piirretty rajatariffeista (vientä 24 mk ja tuonti 17 mk) ja 1996 voimassa olleesta tuontiverosta muodostuva arbitraasivapaa vyöhyke. Jos EL-EX:n hinta on jäänyt alle Nord Poolin hinnan vähennettynä rajatariffilla, lisävienti Ruotsiin olisi kannattanut. Jos taas EL-EX:n hinta on yli Nord Poolin hinnan

¹ Kuviossa EL-EX:n hinta sisältää 1996 voimassa olleen sähköveron.

lisättynä rajatariffilla ja tuontiverolla, sähköä olisi kannattanut tuoda lisää Ruotsista Suomeen.

Kuvio 8: Nord Poolin ja EL-EX:n päiväsähkön hinnan riippuvuus



Kuviosta voidaan nähdä, että EL-EX:n hinta on ollut arbitraasivapaalla vyöhykkeellä vuoden 1997 puolella huomattavasti edeltävää vuotta useammin. Vuoden 1996 syksyllä Nord Poolin hinnat olivat Ruotsin ja Norjan huonon vesitilanteen vuoksi ennätyskorkealla. Vienti Suomesta ei ollut tarpeeksi suurta tasoittamaan hintoja, ilmeisesti rajajohtojen kapasiteettirajoitusten vuoksi. Joulun 1996 ja alkuvuoden 1997 aikana tilanne oli päinvastainen. Ruotsista olisi tarvittu lisätuontia hintojen tasoittamiseksi, sillä EL-EX:n päiväsähkön hinta pääsi kohoamaan hetkellisesti huomattavasti yli Nord Poolin hinnan. Viikosta 7 alkaen tutkimusperiodin loppuun asti nettotuonti Ruotsista ja Norjasta on ollut positiivista ja kattanut keskimäärin 6,5% sähkön kulutuksesta.

Alkuvuoden 1997 jälkeen Ruotsin ja Suomen päiväsähkön hinnat ovat seuranneet toisiaan melko tarkasti. Jos tilastollinen tarkastelu rajataan vuoden 1997 havaintoihin, paras selityste EL-EX:n ja Nord Poolin hintojen väliselle regressiomallille saadaan seuraavalla eksponenttifunktiolla:¹

$$(1) \quad PA_HINTA = 54,08 * 1,0074^{NP_PA}$$

(F -testin p-arvo < 0,0001 ja selityskerroin $R^2 = 0,80$)

Vastaava lineaarinen malli on muotoa:

$$(2) \quad PA_HINTA = 18,94 + 0,98 * NP_PA \quad (F\text{-testin } p\text{-arvo} < 0,0001, R^2 = 0,76)$$

Lineaarisesta mallista on selvästi nähtävissä, että EL-EX:n ja Nord Poolin sähkön hinnat ovat 1997 puolella tasoittuneet lähinnä sähkön tuonnilla Ruotsista Suomeen ja EL-EX:n hinta on jäänyt juuri arbitraasin kannattavuusrajan ylärajalle. Jos EL-EX:n hinta määräytyisi täysin Ruotsin tuonnin perusteella, EL-EX:n ja Nord Poolin hinnat eroaisivat vain tuonnin rajatariffin verran. Mallin vakiokerroin olisi tällöin rajatariffin 17 mk suuruinen ja regressiokerroin 1.

Jos tarkastellaan koko tutkimusperiodia kokonaisuutena, Nord Poolin ja EL-EX:n päiväsähkön hintojen riippuvuus on huomattavasti heikompi. Hintojen välinen korrelaatio on 0,47 eli lineaarinen malli selittää vain 22% EL-EX:n hinnan vaihtelusta. Korrelaatio paranee hieman (0,62), jos siirrytään logaritmiin aineistoihin eli suhteellisiin muutoksiin.

EL-EX:n ja Nord Poolin yösähkön hintojen käyttäytymisessä on eroja. Nord Poolin yösähkön hinta seuraa tarkasti sen omaa päiväsähkön hintaa, kun taas EL-EX:ssä yhteys on väljempi. Nord Poolin yö- ja päiväsähkön hintojen välinen korrelaatio on 0,97, kun EL-EX:ssä se on 0,78. EL-EX:n yösähkön hinnan vaihtelut ovat myös pienempiä kuin päiväsähkön vaihtelut (ks. sivu 43). Nord Poolissa taas kummankin hinnan keskihajonta on miltei sama. Lisäksi EL-EX:n yösähkön hinta on ollut keskimäärin 25,78 mk matalampi kuin päiväsähkön hinta. Vastaava erotus Nord Poolissa on ainoastaan 13,14 mk.

¹ Muuttujien selitykset sivulla 59.

Koska EL-EX:n yösähkön hinta ei alkuvuonna 1997 kohonnut päiväsähkön hinnan tavoin huippulukemiin, on Nord Poolin ja EL-EX:n vuoden 1997 yösähkön hintojen välillä on vielä suurempi korrelaatio kuin päiväsähkön hintojen välillä. Parhaiten riippuvuutta selittää lineaarinen malli:

$$(3) \quad \text{YOHINTA} = 50,19 + 0,47 * \text{NP_YO} \quad (\text{F-testin p-arvo} < 0,0001, R^2 = 0,85)$$

Vuoden 1996 havaintojen mukaan ottaminen pienentää myös yösähkön korrelaatiokerrointa. Korrelaatio tippuu 0,63:een, jolloin lineaarisen mallin selitysaste on 0,40.

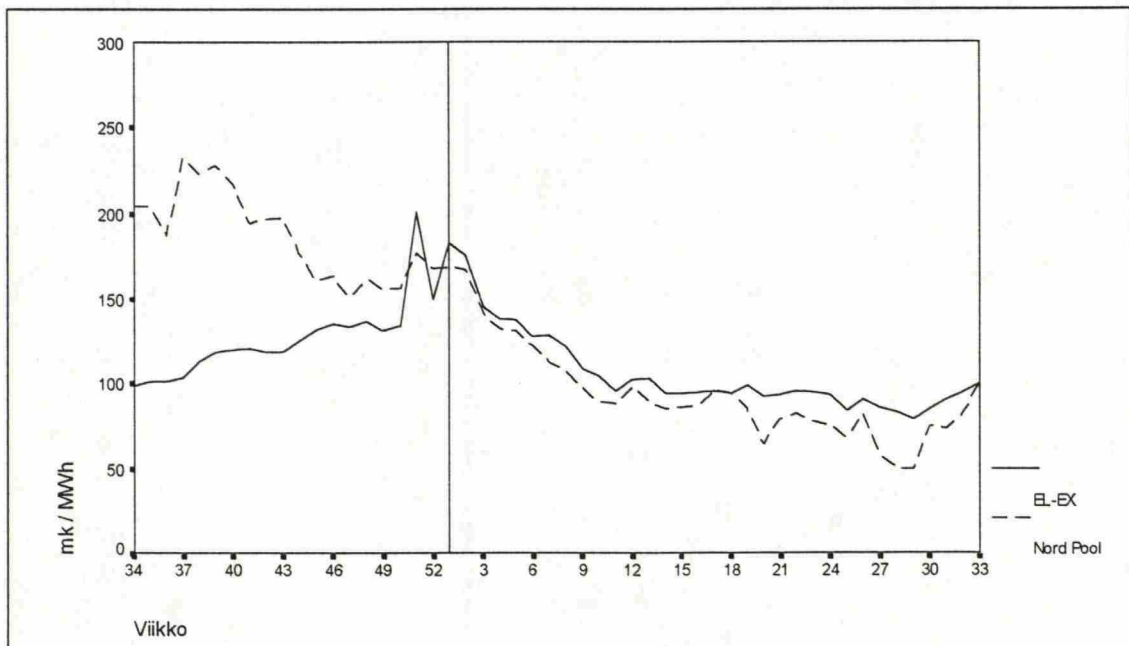
Nord Poolin ja EL-EX:n hintojen riippuvuus näkyy ehkä parhaiten viikkoaineistossa, koska keskiarvon otto tasaa hintojen vaihtelua. Kuviosta 9 voi nähdä, kuinka EL-EX:n hinta on syksyllä 1996 selvästi erillään Nord Poolin hinnasta. Hinnat yhtenevät vuoden vaihteeseen mennessä, jonka jälkeen hinnat seuraavat toisiaan. Vuoden 1997 viikkohintojen lineaarinen korrelaatio on peräti 0,96, mutta koko aineistolla korrelaatio tippuu 0,56:een. Vuoden 1997 viikkohavaintojen parhaat selitysmallit ovat:

$$(4) \quad \text{VKOHINTA} = 27,36 + 0,85 * \text{NP_PA} \quad (\text{F-testin p-arvo} < 0,0001, R^2 = 0,93)$$

tai

$$(5) \quad \text{VKOHINTA} = 53,93 * 1,007^{\text{NP_VKO}} \quad (\text{F-testin p-arvo} < 0,0001, R^2 = 0,94)$$

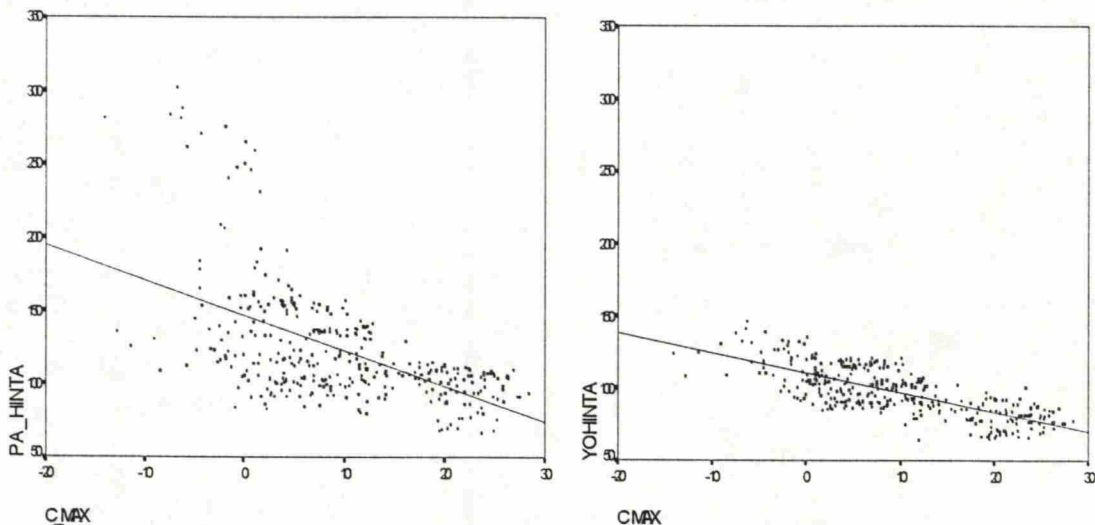
Kuvio 9: EL-EX:n ja Nord Poolin viikon keskihinnat



5.3.2 Lämpötila

Käytettävissä olevista lämpötila-aineistoista (vuorokauden maksimi-, minimi- ja keskilämpötilat) vuorokauden maksimilämpötila korreloi parhaiten kaikkien hinta-aineistojen kanssa. Kuviossa 10 on havainnot sijoitettu lämpötila/hinta koordinaatistoon ja niihin on estimoitu lineaarinen regressiosuora. Päiväsähkön hinnan ja lämpötilan välinen korrelaatiokerroin on -0,56 (oikeanpuoleinen kuva). Yösähkölle vastaava korrelaatiokerroin on -0,74 (vasemmanpuoleinen kuva).

Kuvio 10: Sähkön hinnan ja lämpötilan riippuvuus



Päiväsähkön hinnan suuri hajonta matalilla lämpötiloilla selittyy viikonloppujen ja juhlapäivien arkipäiviä matalimmilla hinnoilla. Korrelaatio paranee, jos niiden vaikutus otetaan malliin mukaan lisäämällä dummy-muuttujat: DUMMY1 ($L_a=1$) ja DUMMY2 ($S_u=1$). Tällöin lineaarinen malli on seuraavaa muotoa:

$$(6) \quad PA_HINTA = 158,069 - 23,65 \cdot DUMMY1 - 38,25 \cdot DUMMY2 - 2,54 \cdot C_MAX$$

(F-testin ja kaikkien kertoimien t-testien p-arvo $< 0,0001$, $R^2=0,47$)

Päiväsähkön osalta voidaan myös nähdä, että lämpötilalla ei ole juurikaan vaikutusta hintaan yli 10 °C:n tasolla, mutta pakkasen kiristytessä hinta nousee kiihtyvällä vauhdilla. Paras selityssaste saadaankin potenssifunktiolla eli siirtymällä logaritmiselle asteikolle. Malli on lineaarisessa muodossa seuraava:¹

$$(7) \quad \lg(\text{PA_HINTA}) = 14,870 - 5,206 * \lg(\text{K_MAX}) - 0,273 * \text{DUMMY1} - 0,134 * \text{DUMMY2}$$

(F-testin ja kaikkien kertoimien t-testien p-arvo < 0,0001, $R^2=0,56$)

Yösähkön hinnan ja lämpötilan välinen korrelaatio ei parane, vaikka viikonpäivien merkitys otetaan mukaan. Parhaiten hintaa selittää kuvassa oleva lineaarinen malli:

$$(8) \quad \text{YOHINTA} = 110,88 - 1,37 * \text{C_MAX}$$

(F-testin $p < 0,0001$, $R^2=0,56$)

Viikkohinnan lineaarinen korrelaatiokerroin lämpötilan kanssa on -0,72, mutta parempaan selityssasteeseen päästään ottamalla mukaan lämpötilan neliö². Malli on tällöin muotoa (kaikki kertoimet merkitseviä):

$$(9) \quad \text{VKOHINTA} = 138,47 - 4,21 * \text{C_MAX} - 0,0955 * \text{C_MAX}^2$$

($R^2 = 0,59$)

5.3.3 Viikonpäivä

Eri viikonpäivien sähkön hinnan keskiarvoa ja -hajontaa on vertailtu taulukossa 7 (seuraava sivu). Juhlapyhät ja niiden aatot ovat sisällytetty DUMMY2 muuttujaan ja ne ovat taulukossa näin sunnuntain kohdalla.

¹ Lämpötilan yksikkönä Kelvin.

² Liitteessä 3 on viikkohavainnot sijoitettu lämpötila/hinta koordinaatistoon yhdessä estimoidun mallin kanssa.

Taulukko 7: Sähkön hinta viikonpäivittäin

PÄIVÄ	PA_HINTA		YOHINTA	
	Mean	StdDev	Mean	StdDev
Ma	133,94	41,41	97,54	16,43
Ti	132,79	42,73	98,11	16,69
Ke	128,47	36,83	97,28	15,37
To	132,21	41,22	98,34	16,55
Pe	134,32	45,39	97,92	16,73
Ma - Pe	132,34	41,31	97,83	16,23
La (Dummy1)	111,52	25,93	95,92	15,83
Su (Dummy2)	98,15	18,50	98,13	17,58
Ma - Su	123,41	38,83	97,63	16,40

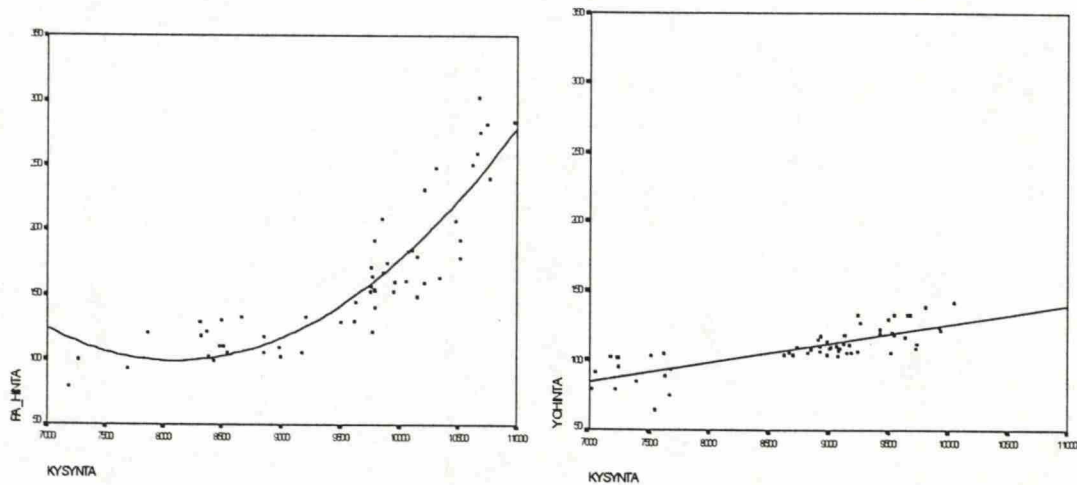
Päiväsähkön kohdalla arkipäivien välinen pieni hinnan vaihtelu selittyy satunnaistekijöillä, mutta sen sijaan arkipäivien ja viikonlopun välillä näyttäisi olevan selvä ero. Lauantain hinta on keskimäärin 20,82 mk ja sunnuntain 34,19 mk matalampi kuin arkipäivien. DUMMY1:n korrelaatiokerroin päiväsaähkön hinnan kanssa on -0,12 (p-arvo 0,021) ja DUMMY2:n -0,30 (p-arvo < 0,001).

Sen sijaan yösähkön hinnan kohdalla viikonpäivällä ei näyttäisi olevan juuri merkitystä. Yksisuuntaiseen varianssianalyysiin perustuva testi ei pysty kumoamaan 0-hypoteesia viikonpäivien samanlaisuudesta (F-testin p-arvo=0,967). DUMMY1:n korrelaatiokerroin yösähkön hinnan kanssa on -0,04 (p-arvo 0,434) ja DUMMY2:n 0,01 (p-arvo 0,785), mutta kumpikaan ei ole tilastollisesti merkittävä.

5.3.4 Sähkön kulutus

Kuviossa 11 on päivä- ja yösähkön kulutus- sekä hintahavainnot piirretty teho¹/hinta koordinaatistoon. Kuviosta voi havaita, että pienillä kulutusmäärillä sähkön hinta nousee varsin hitaasti ja riippuvuus on lineaarisista (ks. yösähkö, vasemman puoleinen kuva). Keskimääräisen kulutetun tuntitehon noustessa yli 9000 MW:in sähkön hinta alkaa nousta kiihtyvällä vauhdilla (ks. päiväsähkö, oikean puoleinen kuva).

Kuvio 11: Sähkön hinnan ja kulutuksen riippuvuus



Päiväsähkön hinnan lineaarinen korrelaatiokerroin sähkön kulutuksen kanssa on 0,82, mutta parhaiten havaintoihin kuitenkin sopii ei-lineaarinen malli. Kun malliin sisällytetään kulutetun tehon neliö, saadaan selitysasteeksi 0,81 (vrt. $0,82^2 = 0,67$) ja malliksi (F-testin ja kaikkien kertoimien t-testin p-arvo $< 0,0001$):

$$(10) \quad \text{PÄIV_HINTA} = 1491,77 - 0,3442 \cdot \text{KYSYNTÄ} + 0,00002127 \cdot \text{KYSYNTÄ}^2$$

Yösähkön kohdalla on myös havaittavissa pientä kurvivaikutusta suurimpien kulutushavaintojen kohdalla. Parabelimalli tuottaa suurimman selitysasteen (0,66), mutta kertoimien t-testissä kaikki kertoimet eivät ole tilastollisesti merkittäviä. Niinpä koska lineaarisen

¹ Sähkön kokonaiskulutusta eli kysyntää mitataan tutkimuksessa keskimääräisellä tuntiteholla, jotta eri pituisia ajanjaksoja voidaan verrata.

mallin selitysaste (0,63) on miltei yhtä hyvä, käytetään sitä. Malli on muotoa (F-testin p-arvo < 0,0001):

$$(11) \quad \text{YOHINTA} = -11,636 + 0,01375 \cdot \text{KYSYNTA}$$

Kuvio viikkohavainnosta ja niihin sovitetusta selitysmallista on liitteessä 3. Viikon keskihinnan lineaarinen korrelaatiokerroin keskikulutuksen kanssa on 0,72. Paras selitysmalli ($R^2 = 0,57$) on jälleen parabeli ja se on muotoa (F-testin p-arvo < 0,0001):

$$(12) \quad \text{VKOHINTA} = 268,72 - 0,05781 \cdot \text{KYSYNTA} + 0,000002150 \cdot \text{KYSYNTA}^2$$

Viikkohavaintojen kuviosta voi havaita, että vuoden 1996 havainnot ovat keskimääräistä useammin estimoidun suoran yläpuolella ja vuoden 1997 havainnot alapuolella. Todennäköinen selitys tälle löytyy abitraasista Nord Poolin ja EL-EX:n välillä. Vuoden 1996 puolella abitraasilla oli Suomen sähkön hintaa nostava vaikutus ja 1997 puolella laskeva vaikutus. Jos Nord Poolin hinnan vaikutus otetaan mallissa huomioon, osittaiskorrelaatiokerroin viikkohinnan ja kysynnän välillä on 0,75. Tällöin vuosihavainnot jakaantuvat tasaisesti estimoidun mallin ympärille.

Päivä- ja yösähkön kulutusluvut ovat käytössä vain 56 näytevuorokaudelta, jotka keskittyvät vuoden 1997 talvikuukausiin. Siksi onkin mielenkiintoista verrata vuorokausiaineiston malleja viikkohavainnoista estimoituun malliin. Liitteessä 3 on estimoidut käyrät piirretty samaan kuvioon. Kunkin havaintoaineiston käyrä alkaa aineiston ensimmäisestä havainnosta ja päättyy viimeiseen havaintoon. Havaitaan, että huolimatta mallien erilaisesta ulkoasusta, tehoalueilla 7600 - 9700 MW:a, jonne suurin osa havainnosta sijoittuu, käyrät ovat hyvin lähellä toisiaan.

5.3.5 Sähkön hankintamuodot

Sähkön hankintamuodot (= kotimaiset tuotantotavat + tuonti ja vienti) korreloivat kaikki melko voimakkaasti kokonaiskulutuksen kanssa. Siksi tutkimushypoteeseille sähkön hankintamuotojen ja hinnan välisistä korrelaatioista kannattaa etsiä todisteita vasta koko-

naiskulutuksen huomioonottamisen jälkeen. Taulukossa 8 on laskettu osittaiskorrelaatiokertoimet eri hankintamuodoille KYSYNTA-muuttujan huomioonottamisen jälkeen. Tilastollisesti merkittävät korrelaatiot on lihavoitu.

Taulukko 8: Osittaiskorrelaatiokertoimet sähkön kulutuksen huomioimisen jälkeen

	PA_HINTA	YOHINTA	VKOHINTA
VESI	-0,2338 P= ,086*	-0,5768 P= ,000	-0,1303 P= ,372
YDIN	-0,0896 P= ,516	0,1356 P= ,324	-0,0995 P= ,496
VASTAP	-0,4688 P= ,000	-0,0831 P= ,547	-0,0886 P= ,545
LAUHDE	0,3777 P= ,004	0,5584 P= ,000	0,4659 P= ,001
TUONTI	0,0308 P= ,824	-0,5016 P= ,000	-0,5893 P= ,000
VIENTI	-0,1179 P= ,391	0,298 P= ,027	0,4842 P= ,000
*P-arvot kaksisuuntaisesta t-testistä H0: r = 0			

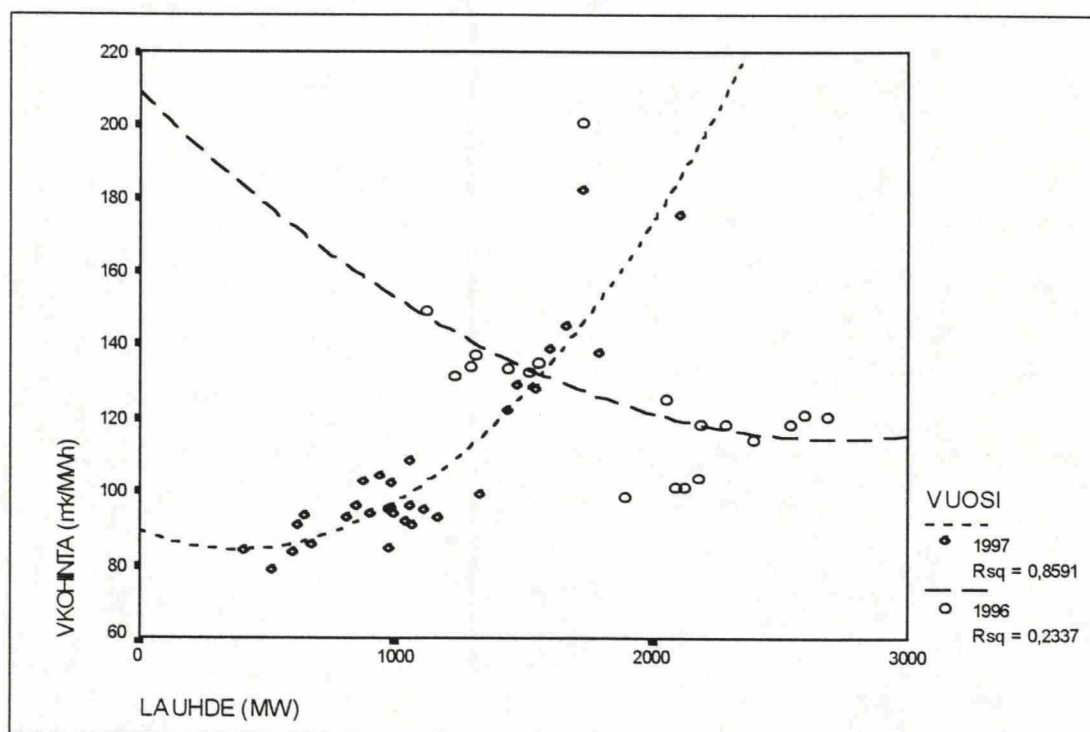
Kaikkien tilastollisesti merkittävien korrelaatioiden etumerkit ovat tutkimushypoteesien mukaiset ja kaikille hankintamuodoille saatiin oletettu korrelaatio ainakin jollakin hintasarjalla. Tuonnin, vesivoima- ja vastapainevoimatuotannon lisääminen laskee ja viennin sekä lauhdevoimatuotannon lisääminen nostaa sähkön hintaa (ceteris paribus). Ydinvoimatuotannon määrä puolestaan ei juurikaan vaihtelee, joten se ei myöskään korreloi hinnan kanssa.

Päiväsähkön hinnan heikko korrelaatio tuonnin ja viennin kanssa johtuu näyteaineiston painottumisesta niihin viikkoihin, jolloin sähkön hinnassa oli korkeita piikkejä. Viikko 38/1996 heikentää korrelaatiota erityisen paljon, sillä silloin Suomeen tuotiin Ruotsista sähköä, ilmeisesti vanhoihin sopimuksiin perustuen, vaikka Nord Poolin hinta oli paljon korkeampi kuin EL-EX:n. Viikolla 51/1996 hinta taas kohoaa jopa 300 mk/MWh huoli-

matta sähkön runsaasta tuonnista. Lisäksi viikonloppuisin sähkön hinta tippuu enemmän kuin sähkön kulutuksen lasku antaisi ymmärtää.

Lauhdevoimatuotannon ja sähkön hinnan välillä on positiivinen korrelaatio kaikilla aineistoilla. Kuviossa 12 on teho/hinta koordinaatistoon sijoitettu viikkohavainnot ennen kulutuksen huomioonottamista. Vuoden 1996 ja 1997 havainnot on erotettu toisistaan ja niille on estimoitu omat regressiosuoransa.

Kuvio 12: Sähkön hinnan ja lauhdevoimatuotannon riippuvuus



Havaitaan, että vuoden 1997 havaintoihin sovitetun parabelin selitysaste on erittäin hyvä (0,86). Sähkön hinta näyttäisi nousevan (kiihtyvällä tahdilla) lauhdevoimatuotannon määrän kasvaessa. Sen sijaan vuoden 1996 havainnot eivät sijoitu koordinaatistoon odotetulla tavalla. Syksyllä 1996 lauhdesähköä tuotettiin suuria määriä, mutta sähkön hinta ei silti noussut korkeaksi (havainnot keskittyvät oikeaan alakulmaan). Joulukuussa lauhdevoimatuotannon määrä tippui, vaikka sähkön hinta nousi (havainnot vasemmassa yläkulmassa).

Kulutetun määrän huomioonottaminen parantaa hieman 1996 havaintojen sijoittumista. Silti vuoden 1997 lauhdevoimatuotannon suhteen laskettu osittaiskorrelaatiokerroin viikkohinnan kanssa on parempi kuin koko tutkimusperiodilta laskettu kerroin.

Vuorokausiaineistossa on havaittavissa samankaltainen vuoden 1996 havaintojen poikkeuksellinen sijoittuminen vuoden 1997 havaintoihin nähden.

5.3.6 Kaupankäyntivolyymin vaikutus

EL-EX:n vuorokausivolyymin korrelaatio vuorokauden keskihinnan kanssa on käytännössä nolla ($r=0,04$ $P=,60$). Se osoittaa, että vaikka volyymi on vaihdellut melkoisesti vuorokaudesta toiseen (ks. kuvio sivulla 41), sillä ei ole ollut vaikutusta sähkön markkinahintaan. EL-EX:n volyymiluvut eivät korreloi myöskään sähkön kulutuksen ($r= -0,008$ $P= ,97$) kanssa. Se kertoo sähkön pörssikaupan olevan luonteeltaan juuri tilapäissähkökauppaa. Pörssi ei ole pääasiallinen sähkön ostopaikka.

5.3.7 Teollisuustuotannon volyymi-indeksin ja IVO93-tukkutariffin vaikutus

Hintojen kuukausikeskiarvoilla testattiin, onko teollisuustuotannon volyymi-indeksillä ja IVO:n tukkuhintaindeksin muutoksilla ollut vaikutusta hintaan. Lämpötilalle, kulutukselle ja Nord Poolin hinnalle löytyy myös kuukausiaineistolla oikean merkkinen ja tilastollisesti merkittävä korrelaatio EL-EX:n hinnan kanssa. Kun edellä mainitut tekijät otetaan mallissa huomioon, saadaan IVO-93 tariffin muutoksia jäljittelevälle polttoaineen hintaindeksille yhä merkittävä osittaiskorrelaatiokerroin hinnan kanssa ($r=0,70$ $P=0,05$). IVO-93 hintatariffin energiamaksun kohoamisella näyttäisi siis olevan vaikutusta myös EL-EX:n hintaan.

Sen sijaan yhdenkään teollisuustuotannon volyymi-indeksin (koko teollisuus, paperiteollisuus, metalliteollisuus) osittaiskorrelaatiokerroin ei ole merkittävä.¹ Tutkimusperiodilla volyymi-indeksit eivät myöskään korreloi kulutuksen kanssa. Saatuihin tuloksiin on suhtauduttava kuitenkin suurella varauksella havaintojen pienen määrän vuoksi.

5.4 Mallien valinta ja tulkinta

5.4.1 Koko aineistoa hyödyntävät mallit

Sähkön päivä- ja yöhinnalle sekä hinnan viikkokeskiarvolle on kullekin estimoitu regressiomalli neljällä eri tavalla: 1. lineaarisella mallilla, 2. ottaen logaritmi hinnasta (eksponenttifunktio) 3. ottaen logaritmi kaikista muuttujista (potenssifunktio) ja 4. sisällyttäen myös selittävien muuttujien neliötermit ja ristikertoimet malliin (toisen asteen polynomimalli). Kaikille hintasarjoille saadaan paras selitysaste polynomimallilla ja toiseksi paras eksponenttifunktiomallilla. Estimointitulokset ovat liitteissä 5-7.

Estimoitujen toisen asteen polynomimallien selitysasteet ja regressiokertoimet löytyvät taulukosta 9². Jokaisessa hintamallissa ovat selittävinä muuttujina sähkön kulutus ja Nord Poolin hinta sekä ristikerroin edellisistä muuttujista. Päivähinnan ja viikkohinnan regressiomalleissa tavitaan lisäksi neliötermi joko kulutuksesta tai Nord Poolin hinnasta otamaan huomioon EL-EX:n hinnan kohoaminen kiihtyvällä vauhdilla. Yösähkön hinta taas nousee melko lineaarisesti, joten neliötermit putoavat mallista pois tilastollisesti merkitsemättöminä. Mallien selitysasteet nousevat vielä 2-3 prosenttiyksikköä, jos niihin otetaan mukaan edellä mainittujen muuttujien lisäksi jokin muu selittävä muuttuja. Esimerkiksi päiväsähkön hintamallin selitysaste nousee DUMMY2:n eli sunnuntain huomi-

¹ Osittaiskorrelaatiomatriisi on liitteessä 4.

² Mallien tarkemmat estimointitulokset ovat liitteissä 5.4, 6.4 ja 7.4. Estimoinnissa on käytetty muuttujien keskiarvomuunnoksia, mutta taulukossa on raportoitu alkuperäisiksi tasohavainnoiksi palautetut muuttujat.

oonottamisella. DUMMY2:n kerroin on miinusmerkkinen eli sunnuntaisin sähkön hinta on ollut vielä alhaisempi, kuin mitä sähkön kulutus ja Nord Poolin hinta laskevat sunnuntaisin. Tälle löytyy todiste myös keskiarvoja vertailemalla. Päiväsähkön hinta on nimittäin ollut sunnuntaisin keskimäärin 21 prosenttia alhaisempi kuin muina päivinä, kun taas sähkön kulutus ja Nord Poolin hinta ovat olleet ainoastaan 7-8 prosenttia pienempiä.

Taulukko 9: Estimoitujen polynomimallien regressiokertoimet ja selitysasteet

	Vakio	KYSYNTA ²	NP ²	KYS*NP	KYSYNTA	NP	Muu	Mikä	R ²
Päivähinta	1216,41	0,0000121		0,0003522	-0,2367	-2,712	-25,1197	DUMMY2	0,92
Yöhinta	80,23			0,0000991	-0,0034	-0,586	0,0085	YDIN	0,90
Viikkohinta	174,46		-0,0023290	0,0002590	-0,0208	-1,106	0,0144	VESI	0,93

Koska polynomimallien estimoinnissa käytettiin muuttujien keskiarvopoikkeamia, selittävien muuttujien multikollineaarisuus on melko pientä. Päiväsähkön hintamallin regressiokertoimien suurin VIF-arvo on 3.4, yönsähkön 3.5 ja viikkomallin 2.4. Tasohavaintoja käyttäen muuttujien ensimmäisen ja toisen asteen termien sekä ristikerrointermien VIF-arvot nousevat jopa 400 asti.

Yhdenkään taulukossa 9 olevan mallin virhetermit eivät ole autokorreloituneita. Viiden selittävän muuttujan mallissa H_0 -hypoteesi (autokorrelaatiokerroin =0) jää voimaan, kun Durbin-Watson testisuureen arvo ylittää 1.59 ja H_1 -hypoteesi (autokorrelaatiokerroin >0) hyväksytään, kun D-W testin tulos alittaa 1.21 (0.01 merkitsevyystaso). Päivähinnan regressiomallin Durbin-Watson testisuureen arvoksi saadaan 1.83 eli H_0 jää selvästi voimaan. Viikkohinnan mallin D-W arvo on puolestaan 1.50 eli ylä- ja alarajan välissä, jolloin D-W-testin tulos jää epävarmaksi. Autokorrelaatiokerroimen estimointi kuitenkin osoittaa, että autokorrelaatiokerroin (0.19) on tilastollisesti merkitsemätön. Yöhinnan mallin D-W-testin arvo 1.52 on myöskin ylä- ja alarajan välissä (neljälle muuttujalle em. rajat ovat 1.25 ja 1.55), mutta estimoitu kerroin (0.23) ei ole tilastollisesti merkittävä.

Päivä- ja yönsähkön hintojen regressiomallien virhetermien varianssi pysyy melko tasaisena hinnan kasvaessa eli varianssin voidaan katsoa täyttävän homoskedastisuuden edelly-

tykset. Sen sijaan viikkohintamallin virhetermien vaihtelu kasvaa jonkin verran suurilla sähkön hinnoilla. Heteroskedastisuus on kuitenkin niin vähäistä, että sen ei oleteta haittaavan mallin tulkintaa. Kaikkien mallien virhetermien jakauma noudattaa tyydyttävästi normaalijakaumaa.¹

Estimoitujen eksponenttifunktiomallien selitysaste ja tilastolliset ominaisuudet eivät ole yhtä hyviä kuin polynomimallien, mutta mallit ovat helpommin tulkittavia. Mallien regressiokertoimet mittaavat hinnan suhteellista muutosta, kun ko. selittävä muuttuja kasvaa yhdellä yksiköllä ja muut muuttujat pidetään vakiona. Taulukossa 10 on esitetty kullekin sähkön hinnalle tilastollisilta ominaisuuksiltaan paras eksponenttifunktiomuotoinen regressiomalli.²

Taulukko 10: Eksponenttifunktiomuotoiset regressiomallit

	<i>Vakio</i>	<i>KYSYNTA</i>	<i>NP</i>	<i>DUMMY2</i>	<i>C MAX</i>	<i>VESI</i>	<i>YDIN</i>	<i>LAUHDE</i>	<i>R²</i>
Päivähinta	9,0773	1,0002655	1,00214	0,8463					0,88*
Yöhinta	38,1848	1,0000694	1,00179		0,9936		1,0000907		0,88*
Viikkohinta	47,4571				0,9891	1,000188	1,0001625	1,0002374	0,82
* autokorreloitu malli									

Sähkön päivähinnan regressiomalli sisältää täsmälleen samat muuttujat kuin edellä polynomimallissa. Mallin selittävät muuttujat ovat lähes riippumattomia keskenään (VIF luvut 1.0 - 1.1), joten malli on hyvin tulkittavissa. Mallista voidaan esimerkiksi nähdä, että kun sähkön kulutus kasvaa 100 MW:lla ja Nord Poolin hinta ja viikonpäivä ovat muuttumattomia, sähkön hinta nousee keskimäärin 2.7 prosenttia. Vastaavasti Nord Poolin hinnan kasvaessa markalla, nousee sähkön hinta 0,2 prosenttia. Sunnuntai taas laskee hintaa keskimäärin 15.3 prosenttia (silloin tosin kysyntä ja Nord Poolin hintakin yleensä laskevat).

¹ Heteroskedastisuuden ja normalisuuden arviointiin käytetyt kuviot ovat liitteissä 5.5, 6.5 ja 7.5.

² Eksponenttifunktiot on estimoitu ottamalla logaritmi selitettävästä muuttujasta (ks. liitteet 5.2, 6.2. ja 7.2). Taulukossa regressiokertoimet on raportoitu alkuperäiseen muuttujaan palaamisen jälkeen.

Yösähkön eksponenttifunktiomuotoisen regressiomallin selittävänä muuttujana on sähkön kulutuksen, Nord Poolin hinnan ja ydinvoimatuotannon määrän lisäksi nyt myös vuorokauden maksimilämpötila. Vaikka sähkön kulutus ja lämpötila selittävät mallissa pitkälti samoja tekijöitä, saa lämpötila mallissa tilastollisesti merkittävän regressiokertoimen. Kysynnän ja lämpötilan regressiokertoimien VIF-arvot nousevat kuitenkin 6.5:een, kun taas ydinvoimatuotannon ja Nord Poolin hinnan VIF-arvot ovat alle 2.

Sähkön viikkohinnan regressiomallin suurin ero edellä esitettyyn polynomimalliin on, että Nord Poolin hinnan regressiokerroin ei ole tilastollisesti merkittävä, eikä se näin tule malliin ollenkaan mukaan. Malliin tulevat sen sijaan mukaan vesivoimatuotannon lisäksi, uusina selittävinä muuttujina, ydin- ja lauhdevoimatuotannot. Lisäksi malliin selitysaste ja kertoimien VIF-arvot paranevat, jos sähkön kulutuksen sijasta käytetään selittävänä muuttujana lämpötilaa. Esitetyn mallin regressiokertoimien VIF-arvot ovat kaikki alle 1.5.

Viikkohinnan selitysmallin sisältämän kolmen tuotantomuodon regressiokertoimet ovat kaikki yli 1:n eli niiden tuotannon lisääminen nostaa sähkön hintaa. Vesivoiman ja ydinvoiman kohdalla tämä on ennakko-odotusten vastaista, sillä kyseessä ovat edulliset sähkön tuotantomuodot. Kyseisten tuotantomuotojen korrelaatio sähkön hinnan kanssa on kuitenkin kaiken kaikkiaan heikko (ks. Taulukko 8) ja korrelaatio kääntyy 'väärän suuntaiseksi' muuttujien välisen työnjaon seurauksena. Esimerkiksi vesivoiman kohdalla korrelaatio on positiivinen, jos mallissa on mukana kysynnän tai lämpötilan lisäksi lauhdevoimatuotanto.

Esitettyihin eksponenttifunktiomuotoisiin regressiomalleihin on suhtauduttava tietyllä varauksella mallien tilastollisten ominaisuuksien vuoksi. Päivä- ja yösähkön hintamallit ovat autokorreloituneita, eikä autokorrelaatiota voida yrittää oikaista kappaleessa 5.2.2 mainituista syistä johtuen. Mallien selitysasteet ovat näin luultavasti liian suuret, eivätkä kaikki selittävät muuttujat ole välttämättä tilastollisesti merkittäviä. Viikkoaineiston autokorrelaatio on sen sijaan oikaistu Cochran-Orcutt menetelmällä (ks. liite 7.2). Lisäksi päivä- ja viikkohintojen selitysmallien virhetermien variansseja ei voi pitää täysin homos-

kedastisena, koska varianssi kasvaa hinnan suuretta. Kaikkien mallien virhetermit noudattavat kuitenkin normaalijakaumaa.

5.4.2 Kotimaisiin kysyntä- ja tarjontatekijöihin pohjautuvat mallit

Jos Nord Poolin hinta suljetaan regressiomallin ulkopuolelle, voidaan tutkia, mitkä kotimaiset kysyntä- ja tarjontatekijät vaikuttavat sähkön hintaan. Taulukossa 11 on esitetty eksponenttifunktiomuotoiset regressiomallit kullekin sähkön hinnalle.¹

Taulukko 11: Regressiomallit ilman Nord Poolin hintaa

	<i>Vakio</i>	<i>KYSYNTA</i>	<i>DUMMY1</i>	<i>C MAX</i>	<i>VESI</i>	<i>YDIN</i>	<i>VASTAP</i>	<i>LAUHDE</i>	<i>R²</i>
Päivähinta	2,8481	1,000573	1,1043		0,99974	1,000182	0,999578		0,87*
Yöhinta	64,5724			0,9868		1,000141		1,0001504	0,84*
Viikkohinta	47,4571				0,98910	1,000188	1,000162	1,0002374	0,82

Päivähintaa selittää parhaiten malli, jossa sähkön hintaa nostavat sähkön kulutuksen ja ydinvoimatuotannon lisääminen sekä lauantaita osoittava DUMMY1-muuttuja. Sähkön hintaa laskevat vesi- ja vastapainetuotannon lisääminen. DUMMY1-muuttujan hintaa nostava kerroin johtuu jälleen mallissa olevien muuttujien keskinäisestä korrelaatiosta. Kun mallissa ovat jo mukana sähkönkulutus ja vastapainetuotanto, DUMMY1:n korrelaatio hinnan kanssa vaihtuu negatiivisesta positiiviseksi.

Sähkön yöhinnan vaihtoehtoisista selitysmalleista pienimmällä muuttujien määrällä päästään, kun valitaan malliin lämpötila sekä ydin- ja lauhdevoimatuotanto. Tällöin muuttujien multikollinearisuus on pieni (kaikki VIF-arvot alle 2) ja mallin tulkittavuus on hyvä. Samaan selityssasteeseen päästään myös sisällyttämällä malliin lauhdevoimatuotannon sijasta sähkön kulutus sekä vesi- ja vastapainetuotanto. Tällöin tosin muuttujien VIF-arvot nousevat yli 20:n.

¹ Liittessä 8 ovat mallit lineaarisena muunnoksena.

Viikkohinnan eksponenttimuotoisessa selitysmallissa Nord Poolin hinta ei ollut tilastollisesti merkittävä muuttuja, joten taulukot 10 ja 11 ovat viikkohinnan kohdalta identtiset. Yhtä hyvän selitysasteen tuottaa myös malli, jossa muuttujina ovat sähkön kulutus, lämpötila, vastapainetuotanto sekä tuonti- ja vienti. Tällöin ongelmia tuottaa kuitenkin muuttujien multikollinearisuus.

Taulukon 11 mallien tilastolliset ominaisuudet asettavat jälleen varauksia mallien tulkin-
nalle. Päivä- ja yösähkön hintamallien virhetermit ovat autokorreloituneita ja päivä- ja viikkosähkön hintamallien virhetermien varianssi suurenee hieman hinnan kasvaessa.

5.4.3 Edellisen periodin hinnan käyttö selittävänä muuttujana

Edellä esitettyjen mallien tarkoitus on lähinnä selvittää sähkön eri kysyntä- ja tarjontatekijöiden vaikutusta sähkön hintaan, mutta mikään ei tietysti estä käyttämästä malleja sähkön tulevan hinnan ennustamiseen. Malleilla voi periaatteessa yrittää ennustaa sähkön hintaa pitkälle tulevaisuuteenkin. Suurimpana rajoituksena on, että ennustuksissa on pidädyttävä tutkimuksessa mukana olleiden muuttujien suurimman ja pienimmän havainnon välisissä.

Jos sen sijaan seuraavan periodin (yön, päivän tai viikon aineistosta riippuen) sähkön hinta halutaan ennustaa mahdollisimman hyvin, kannattaa regressiomalliin ottaa mukaan edellinen hinta. Tutkitaan seuraavassa, miten hyvin sähkön seuraavan periodin hinta voidaan ennustaa ainoastaan käyttämällä tietoja sähkön edellisestä hinnasta¹ sekä ennustettavan ajankohdan viikonpäivästä ja lämpötilasta. Oletetaan, että lämpötilaennusteet osuvat keskimäärin oikeaan.

¹ Edellistä hintaa aikaisempien hintahavaintojen lisääminen malliin ei paranna selitystasetta.

Taulukossa 12 ovat estimoidut regressiomallit ja niiden selitysasteet ennen lämpötilan lisäämistä malliin ja lisäämisen jälkeen. Päivä- ja viikkohintoja selittävät parhaiten eksponentiaalifunktiomallit, kun taas yöhinnalle paras selitysaste saavutetaan lineaarisella mallilla.

Taulukko 12: Edellisen periodin hintaa hyödyntävät regressiomallit

	<i>Malli</i>	<i>Vakio</i>	<i>Ed. Hinta</i>	<i>DUMMY1</i>	<i>DUMMY2</i>	<i>R²</i>	<i>C MAX</i>	<i>R²</i>
Päivähinta	Eksponent.	89,1604	1,003696	0,8151	0,7587	0,682	0,990549	0,755
Yöhinta	Lineaarinen	8,2128	0,929527	-2,3144		0,949	-0,109143	0,951
Viikkohinta	Eksponent.	62,2512	1,005627			0,762	0,993761	0,792

Sähkön päivä- ja viikkohinnan regressiomallien selitysaste paranee selvästi, jos malliin lisätään edellisen hinnan ja dummyjen lisäksi myös lämpötila. Yösähkön hinnan vaihteluista sen sijaan edellinen hinta selittää peräti 94,7 prosenttia, eikä DUMMY1:n ja lämpötilan lisääminen enää nosta selitystasetta kuin muutamia prosenttiyksikön kymmenyksiä.

Taulukkoja 10-12 vertailemalla voidaan havaita, että seuraavan yön hinnan ennustamisessa edellisen yön hinta tuottaa jo yksinään paremman tuloksen kuin sähkön tuotantorakennetta ja Nord Poolin hintaa hyödyntävät mallit. Jos taulukon 10 viikkohinnan selitysmallin lisätään selittäväksi muuttujaksi edellisen viikon hinta, nousee selitysaste 0.95:een.¹

¹ Päivä- ja yösähkön tuotantorakenne on kerätty ainoastaan näyteviikoilta, joten edellistä hintaa ei voi käyttää selittävänä muuttujana tuotantorakennetta kuvaavien muuttujien kanssa.

6 Tutkimustulosten pohdintaa

Sähkömarkkinoiden kilpailun vapauttamisen ja sähköpörssi EL-EX:n perustamisen jälkeen sähköllä on ollut Suomessa markkinahinta. Hintaan vaikuttavat tekijät voidaan tunnistaa analysoimalla sähkön kysyntää ja tarjontaa. Kotimaisten tekijöiden lisäksi on huomioitava pohjoismaisten sähkömarkkinoiden yhdentyminen. Markkinahinnan luotettavuuteen vaikuttaa sähköpörssin spot-markkinoiden tehokkuus ja likviditeetti.

Tutkielman empiiriset tulokset vahvistavat useimmat asetetut tutkimushypoteesit. Norjalais-ruotsalaisen sähköpörssi Nord Poolin ja suomalaisen EL-EX:n sähkön hintojen välillä on vahva positiivinen korrelaatio. Mikäli rajajohtojen siirtokapasiteetin riittävyys ei ole rajoittanut sähkön tuontia tai vientiä, hintojen väliin on jäänyt ainoastaan sähkön siirtoverkon rajatariffeista johtuva ero. Vuoden 1996 puolella Nord Poolin sähkön hinta oli EL-EX:n hintaa korkeammalla, millä oli Suomen sähkön hintaa korottava vaikutus. Vuonna 1997 Nord Poolin sähkön hinta on ollut puolestaan EL-EX:n hintaa alhaisempi, joten hinnat ovat tasoittuneet lähinnä sähkön tuonnilla Ruotsista Suomeen. Kuukausiaineistoilla löydettiin myös tilastollisesti merkittävä positiivinen korrelaatio IVO:n tukkutariffin muutosten ja sähkön hinnan muutosten välille.

Merkittävin sähkön hintaan vaikuttavista yksittäisistä tekijöistä on sähkön kokonaiskulutus. Sähkön kulutuksen vaihtelun avulla voidaan selittää päiväsaähkön hintavaihtelusta 81 prosenttia ja yösaähkön hintavaihtelusta 63 prosenttia. Kokonaiskulutuksen sijasta voidaan sähkön kysyntätekijöiden vaikutusta hintaan tutkia myös lämpötilan, viikonpäivän ja teollisuustuotannon volyymin kautta. Ulkolämpötilan ja sähkön hinnan välinen korrelaatio oli asetettujen hypoteesien mukaisesti negatiivinen. Viikonloput ja muut vapaapäivät vaikuttivat alentavasti sähkön päivähintaan, mutta sen sijaan yöhintaan niillä ei löydetty olevan tilastollisesti merkittävää vaikutusta. Teollisuustuotannon volyymin ja sähkön hinnan välillä ei käytettävissä olevan kuukausiaineiston perusteella näyttäisi olevan tilastollisesti merkittävää korrelaatiota.

Sähkön eri tuotantomuodoille sekä viennille ja tuonnille löydettiin alkuhypoteesien suuntaiset tilastollisesti merkittävät korrelaatiot ainakin jollakin sähkön hintasarjalla. Lauhdevoimatuotanto korreloi positiivisesti kaikkien sähkön hintasarjojen kanssa, mikä tukee esitettyä teoriaa sähkön hinnan määräytymisestä kalleimman tuotantotavan rajakustannusten mukaan.

Parhaiten estimoiduista regressiomalleista sähkön hintaa selittivät polynomi- ja eksponenttifunktiomuotoiset mallit. Sähkön hinta näyttäisi nousevan kiihtyvällä vauhdilla kulutuksen kasvaessa tai ulkoilman lämpötilan laskiessa. Kaikilla hintasarjoilla päästiin yli 90 prosentin selitysasteeseen polynomimuotoisella regressiomallilla, joka sisälsi selittävinä muuttujina Nord Poolin hinnan, sähkön kulutuksen sekä mallista vaihdellen jonkun kolmannen muuttujan.

Kun EL-EX:n hinnalle estimoitiin selitysmalleja ilman Nord Poolin hintaa, sähkön kokonaiskulutuksen lisäksi malleissa saivat tilastollisesti merkittäviä regressiokertoimia useat eri tuotantomuodot. Sähkön hintaa näyttäisikin pystyvän selittämään usealla vaihtoehdolla sellä mallilla, mutta tilastollisilta ominaisuuksiltaan parhaat selittävät mallit sisältävät korkeintaan 3-4 selittävää muuttujaa.

Edellisen periodin sähkön hinnan lisääminen sähkön hinnan selitysmalliin näyttäisi nostavan mallin selitysstetta. Sähkön kysyntä- ja tarjontatekijät eivät siis pysty täysin selittämään sähkön hinnan päivittäistä vaihtelua.

Kaiken kaikkiaan tutkimuksessa esitetyt tilastolliset mallit täyttävät hyvin tarkoituksensa. Niiden avulla saatiin hyvin selitettyä sähkön markkinahinnan vaihtelut. Lisäaineiston avulla voitaisiin tutkia, kuinka hyvin estimoidut mallit ennustavat sähkön tulevaa hintaa.

Lähdeluettelo:

A Kirjalliset lähteet

Aaltonen, Timo 1994. *Sähkön kulutuksen vaihtelu ja sen lähteet*. Helsingin Yliopisto. Kansantaloustieteen laitos. Pro Gradu tutkielma.

Amundsen, Eirik Schröder & Tjøtta, Sigve 1995. *Trade and Price Variation in an Integrated European Power Market*. Dept. of Economics, University of Bergen, Norway Working Paper No. 0795.

Asplund, R. 1983. *Household Electricity Demand in Finland*. Helsingin Yliopisto. Kansantaloustieteen laitos. Lisensiaattityö.

Bodie, Z. & Rosansky, V. 1980. Risk and Return in Commodity Futures. *Financial Analysts Journal*. 1980:May-June. 27-39.

Burns, Joseph M. 1983. Futures Markets and Market Efficiency. Teoksessa Streit, Manfred (toim.) *Futures Markets - Modelling, Managing and Monitoring Futures Trading*. European University Institute. 27-45.

Copeland, Thomas & Weston, Fred 1992. *Financial Theory and Corporate Policy*. Third Edition. Addison-Wesley Publishing Company.

Deaves, Richard & Krinsky, Itzhak. 1995. Do Futures Prices for Commodities Embody Risk Premiums? *The Journal of Futures Markets*. Vol. 15:6. 637-648.

Duffie, Darrell 1989. *Futures Markets*. International Edition. Prentice-Hall.

Fama, E. F. 1970. Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work. *Journal of Finance*. May 1970. 383-417.

Fama, E. F. 1991. Efficient Capital Markets: II. *Journal of Finance*. 1991:46. 1575-1617.

Fama, E. & French, K. 1987. Commodity Futures Prices: Some Evidence on Forecast Power, Premiums, and the Theory of Storage. *Journal of Business*. 1991:60. 55-73.

Fink, Robert E. & Feduniak, Robert B. *Futures Trading - Concepts and Strategies*. New York Institute of Finance. Prentice Hall.

EL-EX 1997. *EL-EX Electricity Exchange -esite*.

Elbørsen 3/1997. Informasjonsbulletin fra Nord Pool. Nord-Pool 23.5.1997.

Energiatilastot 1995. *Suomen virallinen tilasto, Energia 1996:1*. Tilastokeskus, Helsinki

Energianuutiset 1/1997. Voimatori järkyttää vanhoja rakenteita. 20-22.

Energianuutiset 3/1997. Kasvulla ei rajoja, mutta sähkömarkkinat sopiva rajoitin. 2-5.

Hayt, Gregory 1997. Electricity Derivates. *Risk*. Vol 10/No 1/ January 1997. 64-65

HE 1996/225. *Hallituksen esitys 1996/225 laiksi sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteveroksi.*

IEA Statistics 1996. *Oil, Gas, Coal & Electricity Quarterly Statistics Fourth Quarter 1996.*

INO 1997. *Exchange Releases Figures on First Year of Electricity Trading.* Lehdistötiedote 26.3.1997

Kaminsky, Graciela & Kumar, Manmohan S. 1990. *Time Varying Risk Premia in Futures Markets.* IMF Working Paper WP/90/116

Kauppalehti 18.6.1997. Vattenfallin Kaj Hägglund: Mistä tällainen prosenttiluku keksitiin? Markkinaosuuden rajoitus ihmetyttää voimayhtiöitä.

Kauppalehti 3.7.1997. Valtiolliset verkkoyhtiöt boikotoivat EL-EXiä.

Kauppa- ja teollisuusministeriön energiaosaston katsauksia B:72 1994. *Energiankäytön ohjaukskeinoja.* Painatuskeskus, Helsinki.

Kauppa- ja teollisuusministeriön energiaosaston katsauksia B:173 1994. *Sähkön siirron hinnoittelu - Sähkömarkkinalain taustaselvitys.* Painatuskeskus, Helsinki.

Kauppa- ja teollisuusministeriön tutkimuksia ja raportteja 93/1995. *Sähköpörssiselvitys.* Painatuskeskus, Helsinki.

Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 18/1995. *Sähköliiketoimintojen eriyttäminen.* Painatuskeskus, Helsinki.

Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 21/1996. *Sähkön varmuus - työryhmän mietintö.* Oy Edita Ab, Helsinki.

Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 2/1997. *Sähkömarkkinat ilman tuntimittausta - työryhmän mietintö.* Oy Edita Ab, Helsinki.

Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 4/1997. *Pistetariffi-työryhmän mietintö.* Oy Edita Ab, Helsinki.

Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 5/1997. *Sähköpörssin valvonta.* Oy Edita Ab, Helsinki.

Kauppa- ja teollisuusministeriön lehdistötiedote 17.6.1997. Työryhmä ehdottaa sähkömarkkinoiden tehostettua valvontaa. Helsinki.

Keynes, J. 1930. *A Treatise on Money*. Vol 2. Macmillan, London.

Kilpailuviraston päätös poikkeamasähkökauppaa koskevasta luvasta 3.7.1996 Dnro 345/67/96

Kolb, R. 1992. Is Normal Backwardation Normal? *The Journal of Futures Markets*. 1992:12. 75-91.

Koppenhaver, G.D. 1983. The Forward Pricing Efficiency of the Live Cattle Futures Markets. *The Journal of Futures Markets*. 1983:12. 75-91

Kärkkäinen, Seppo & Peltola, Ilmari 1996. *Selvitysmiesten ehdotus tasehallinnan ja taseselvityksen toteuttamisesta Suomen sähkömarkkinoilla.* Kauppa- ja teollisuusministeriön tutkimuksia ja raportteja 22/1996. Oy Edita Ab, Helsinki.

Lehto, Eero 1994. *Alueellisten sähkölaitosten hinnoittelu.* Palkansaajien tutkimuslaitos. Tutkimuksia 49/1994.

Lehto, Eero 1995. *Avautuvat sähkömarkkinat - Markkinoiden rakenne sekä viranomais-ten tehtävä.* Palkansaajien tutkimuslaitos. Tutkimuksia 57/1995.

Lehto, Eero 1997. Sähkömarkkinat ja kilpailu. Teoksessa Lehto, Eero (toim). *Monopoli vai kilpailu? - Yksityistäminen, sääntely ja kilpailurajat.* Atena Kustannus. Juva.

Lepistö, Arto 1996. EU:n neuvosto yllättäen sopuun sähkösisämarkkinoista. *Kauppa- ja teollisuusministeriön energiakatsaus* 3/1996

Midttun, Atle & Bakken, Bent Erik & Wenstop, Fred 1996. *Price Formation and Market Stability under Different Behavioral Assumptions: Theoretical Reflections Underpinned by Computer Simulation of Liberal Free Trade in the Norwegian Electricity Market.* Norwegian School of Management Working Paper 1996/7

Neter, John & Wasserman, William & Kutner, Michael H. 1990. *Applied Linear Statistical Models*. Third Edition. Richard D. Irwin Inc., Boston.

OM Gruppen 1997. *OM Gruppen Press Release 17.2.1997.* USA's First Electricity Exchange Chooses OM's and Hand-EL's Technology.

Nord Pool 1997a. *The Futures Market*. Versio 21.4.1997.

Nord Pool 1997b. *Annual Report 1996*.

Nord Pool 1997c. *Spot Market*. Versio 10.3.1997.

Rännäri, Osmo 1992. *Electricity Pricing Behaviour in Finland*. Helsingin kauppakorkean julkaisuja Series A:83.

Rännäri, Osmo 1995. *Kilpailun vapautumisen vaikutus sähkön hintatasoon 1989-1994*. Kauppa- ja teollisuusministeriön tutkimuksia ja raportteja 126/1995. Painatuskeskus, Helsinki.

SENER 1996. *Sähköenergialiiton lehdistötiedote 19.12.1996*. Sähkömarkkinabarometritutkimukset toinen osa. Helsinki.

SENER 1997. *Sähköenergialiiton lehdistötiedote 17.1.1997*. Sähkövuosi 1996. Helsinki.

SMK 1997. *Sähkömarkkinakeskuksen lehdistötiedote 5/1997*. Ensimmäiset vertailut sähkön siirtohinnoista valmistuneet. Sähkömarkkinakeskus, Helsinki.

Sulamaa, Pekka 1997. *Deregulated Electricity Markets - an Ex Ante Analysis of the Finnish Market*. HSE Working Papers K-23.

Sähkömaailma toukokuu 1997. Sähkönhankintayhtiö konkurssiin Ruotsissa.

Sähkömarkkinat 1/95. Yhteinen Pohjoismainen pörssi. 19-20

Sähkön hintakatsaus 1.1.1997. Sähköenergialiiton tilastosarja. Helsinki.

Sähkön siirron hintakatsaus 1.1.1997. Sähköenergialiiton tilastosarja. Helsinki.

TT 1996. *PKT ja avautuvat sähkömarkkinat*. Teollisuus- ja työantajat. Helsinki.

Turunen, Taisto 1996. Suomen sähkömarkkinauudistus - sen tausta, tavoitteet ja vaikutus. Teoksessa Rännäri, Osmo (toim.): *Muutoksen suunta. Energialiiketoimintaa 2000-luvulla*. Helsingin Energia. 12-29

Vaage, Kjell 1995. *The Effects of Time-differentiated Electricity Prices in Norway*. Dept. of Economics, University of Bergen, Norway Working Paper No. 1495

B Haastattelut:

Forsbom, Jan 16.6.1997. EL-EX sähköpörssi, johtaja.

Loikkanen, Seija 18.6.1997. Imatran Voima Oy, Keskusvalmo, trader.

Montonen, Pekka 3.9.1997. Imatran Voima Oy, Keskusvalmo, trader.

Veikkola, Miikka 18.6.1997. EL-EX sähköpörssi.

LIITE 1: Stepwise Selection ja Cochrane-Orcutt-menetelmien kuvaus

STEPWISE SELECTION-menetelmä

Stepwise Selection-menetelmässä ensimmäinen malliin valittava muuttuja on se, jolla on korkein korrelaatiokerroin selitettävän muuttujan kanssa. Tämän jälkeen lasketaan F-testin arvo hypoteesille, että valitun muuttujan korrelaatiokerroin on nolla. Saadun F-testin arvoa tai, niinkuin tässä tutkimuksessa, sitä vastaavaa p-arvoa verrataan hyväksymiskriteeriksi asetettuun arvoon (tutkimuksessa 0,05). Muuttuja hyväksytään malliin vain, jos testin p-arvo on yhtäsuuri tai alhaisempi kuin vaadittu hyväksymiskriteeri.

Jos ensimmäinen muuttuja ylittää hyväksymiskynnyksen, seuraava muuttuja valitaan korkeimman osittaiskorrelaatiokerroin perusteella. Jos uuden muuttujan p-arvo täyttää hyväksymiskriteerit, se valitaan malliin. Tämän jälkeen palataan tutkimaan aikaisemmin valittua muuttujaa. Sille lasketaan uusi p-arvo ja jos se ylittää poistamiskriteerin (tutkimuksessa: 0,10), muuttuja poistetaan mallista. Seuraavissa vaiheissa tutkitaan jälleen, täyttääkö joku, ei-mallissa oleva muuttuja hyväksymiskriteerit. Jos uusi muuttuja valitaan, tutkitaan aina, onko jonkun mallissa jo olevan muuttujan p-arvo noussut yli poistamiskriteerin. Prosessi päättyy, kun yksikään ei-mallissa oleva muuttuja ei täytä hyväksymiskriteereitä tai mallissa jo oleva poistamiskriteereitä.

COCHRANE-ORCUTT-menetelmä

Menetelmässä (Neter et al 1990, 496-497) estimoidaan aluksi estimoidun regressiomallin peräkkäisten virhetermien autokorrelaatiokerroin r . Autokorrelaatiokerroin saadaan helposti estimoitua mallista:

$$e_t = r e_{t-1} + u_t$$

jossa:

e_t = autokorreloitunut virhetermi

u_t = normaalisti jakautunut virhetermi

Alkuperäisistä muuttujista siirrytään tutkimaan muuttujien seuraavia muunnoksia:

$$Y_t' = Y_t - rY_{t-1}$$

$$X_t' = X_t - rX_{t-1}$$

Muunnettuja muuttujia käyttäen estimoidaan uusi regressiomalli: $\hat{Y}' = b_0' + b_1'X'$

Uuden mallin virhetermien autokorrelaatio testataan jälleen Durbin-Watson testillä. Jos D-W testi osoittaa virhetermien olevan autokorreloimattomia, päästään alkuperäiseen malliin ($\hat{Y} = b_0 + b_1X$) takaisin muuntamalla estimoidut regressiokertoimet seuraavasti¹:

$$b_0 = b_0' / (1 - r)$$

$$b_1 = b_1'$$

Alkuperäisten muuttujien estimoidut regressiokertoimien keskihajonnat saadaan seuraavalla muunnoksella muunnettujen muuttujien estimoiduista regressiokertoimista:

$$s(b_0) = s(b_0') / (1-r)$$

$$s(b_1) = s(b_1')$$

Autokorrelaatiokorjattu selitysaste saadaan laskemalla korjatulla mallilla uudet virhetermit. Virhetermeistä lasketaan jäännösneliösumma ja selitysaste kuten normaalistikin.

¹ Jos virhetermit ovat edelleen autokorreloituneita, toistetaan menetelmä uusilla virhetermeillä. Prosessi voi jatkua yhden tai kaksi kertaa, jonka jälkeen on käytettävä jotain muuta menetelmää, jos virhetermit ovat yhä autokorreloituneita.

LIITE 2: Keskiarvot, minimi- ja maksimi-arvot, keskihajonnat ja korrelaatioker- toimet käytetyistä muuttujista

L2.1 Päiväsähkö

(kaikki muuttujat lämpötilaa lukuunottamatta klo 07-21 tuntikeskiarvoja)

YEAR	PA_HINTA	NP_PA	C_KA	C_MAX	C_MIN	VESI	YDIN	VASTAP	LAUHDE	TUONTI	VIENTI	KYSYNTA
1996												
Mean	138,87	193,54	5,93	8,51	3,45	1540	2089,93	3042,07	2132,36	652,86	143,57	9313,36
Minimu	89,67	144,78	-19,50	-14,10	-24,40	660	1712,00	2167,00	1395,00	349,00	3,00	7273,00
Maximu	302,78	255,82	20,30	24,70	17,20	1996	2352,00	3901,00	2513,00	768,00	298,00	10978,00
StdDev	40,56	29,66	7,70	7,55	8,07	444	273,22	787,15	400,21	125,40	90,89	1255,03
1997												
Mean	114,15	97,15	6,77	10,40	3,16	1868	2250,38	3458,10	1641,95	697,38	321,76	9593,90
Minimu	67,33	32,35	-16,00	-12,80	-18,90	1552	1683,00	2198,00	372,00	503,00	,00	7185,00
Maximu	271,00	194,79	22,90	28,40	20,10	2090	2412,00	3954,00	2538,00	1464,00	721,00	10775,00
StdDev	34,67	30,86	9,47	9,66	9,35	140	248,37	519,40	474,53	197,00	211,90	813,10
Grand Total												
Mean	123,41	133,27	6,46	9,70	3,27	1786	2210,27	3354,09	1764,55	686,25	277,21	9523,77
Minimu	67,33	32,35	-19,50	-14,10	-24,40	660	1683,00	2167,00	372,00	349,00	,00	7185,00
Maximu	302,78	255,82	22,90	28,40	20,10	2090	2412,00	3954,00	2538,00	1464,00	721,00	10978,00
StdDev	38,83	55,72	8,85	8,96	8,88	286	261,81	616,92	501,63	181,73	203,68	938,17

-- Correlation Coefficients --

	PA_HINTA	NP_PA	C_MAX	C_MIN	VESI	YDIN	VASTAP	LAUHDE	TUONTI	VIENTI	KYSYNTA
PA_HINTA	1,0000 (363) P= ,	,4697 (363) P= ,000	-,5570 (363) P= ,000	-,5236 (363) P= ,000	,4050 (56) P= ,002	,4462 (56) P= ,001	,6036 (56) P= ,000	,4847 (56) P= ,000	-,1630 (56) P= ,230	,2328 (56) P= ,084	,8220 (56) P= ,000
NP_PA	,4697 (363) P= ,000	1,0000 (363) P= ,	-,2408 (363) P= ,000	-,1497 (363) P= ,004	-,5258 (56) P= ,000	-,0604 (56) P= ,659	-,0286 (56) P= ,834	,8704 (56) P= ,000	-,4416 (56) P= ,001	,1905 (56) P= ,160	,1426 (56) P= ,294
C_MAX	-,5570 (363) P= ,000	-,2408 (363) P= ,000	1,0000 (363) P= ,	,9313 (363) P= ,000	-,4408 (56) P= ,001	-,6638 (56) P= ,000	-,9132 (56) P= ,000	-,0482 (56) P= ,724	,4066 (56) P= ,002	-,2766 (56) P= ,039	-,8071 (56) P= ,000
C_MIN	-,5236 (363) P= ,000	-,1497 (363) P= ,004	,9313 (363) P= ,000	1,0000 (363) P= ,	-,3168 (56) P= ,017	-,4921 (56) P= ,000	-,7669 (56) P= ,000	-,1235 (56) P= ,365	,3294 (56) P= ,013	-,1904 (56) P= ,160	-,6992 (56) P= ,000
VESI	,4050 (56) P= ,002	-,5258 (56) P= ,000	-,4408 (56) P= ,001	-,3168 (56) P= ,017	1,0000 (56) P= ,	,3848 (56) P= ,003	,5073 (56) P= ,000	-,3270 (56) P= ,014	,3735 (56) P= ,005	,1075 (56) P= ,431	,6199 (56) P= ,000
YDIN	,4462 (56) P= ,001	-,0604 (56) P= ,659	-,6638 (56) P= ,000	-,4921 (56) P= ,000	,3848 (56) P= ,003	1,0000 (56) P= ,	,7151 (56) P= ,000	-,0786 (56) P= ,565	-,5192 (56) P= ,000	,6041 (56) P= ,000	,5928 (56) P= ,000
VASTAP	,6036 (56) P= ,000	-,0286 (56) P= ,834	-,9132 (56) P= ,000	-,7669 (56) P= ,000	,5073 (56) P= ,000	,7151 (56) P= ,000	1,0000 (56) P= ,	,1087 (56) P= ,425	-,4475 (56) P= ,001	,4508 (56) P= ,000	,8853 (56) P= ,000
LAUHDE	,4847 (56) P= ,000	,8704 (56) P= ,000	-,0482 (56) P= ,724	-,1235 (56) P= ,365	-,3270 (56) P= ,014	-,0786 (56) P= ,565	,1087 (56) P= ,425	1,0000 (56) P= ,	-,3623 (56) P= ,006	,3246 (56) P= ,015	,3440 (56) P= ,009
TUONTI	-,1630 (56) P= ,230	-,4416 (56) P= ,001	,4066 (56) P= ,002	,3294 (56) P= ,013	,3735 (56) P= ,005	-,5192 (56) P= ,000	-,4475 (56) P= ,001	-,3623 (56) P= ,006	1,0000 (56) P= ,	-,4891 (56) P= ,000	-,2191 (56) P= ,105
VIENTI	,2328 (56) P= ,084	,1905 (56) P= ,160	-,2766 (56) P= ,039	-,1904 (56) P= ,160	,1075 (56) P= ,431	,6041 (56) P= ,000	,4508 (56) P= ,000	,3246 (56) P= ,015	-,4891 (56) P= ,000	1,0000 (56) P= ,	,3595 (56) P= ,007
KYSYNTA	,8220 (56) P= ,000	,1426 (56) P= ,294	-,8071 (56) P= ,000	-,6992 (56) P= ,000	,6199 (56) P= ,000	,5928 (56) P= ,000	,8853 (56) P= ,000	,3440 (56) P= ,009	-,2191 (56) P= ,105	,3595 (56) P= ,007	1,0000 (56) P= ,

(Coefficient / (Cases) / 2-tailed Significance)

" , " is printed if a coefficient cannot be computed

L2.2 Yösähkö
(kaikki muuttujat lämpötilaa lukuunottamatta klo 22-07 tuntikeskiarvoja)

Vuosi	YOHINTA	NP_YO	C_KA	C_MAX	C_MIN	VESI	YDIN	VASTAP	LAUHDE	TUONTI	VIENTI	KYSYNTA
1996												
Mean	108,54	175,84	5,93	8,51	3,45	1073,79	2097,79	2968,93	1930,64	524,71	162,64	8433,50
Minimum	87,16	112,06	-19,50	-14,10	-24,40	561,00	1809,00	2133,00	1311,00	330,00	45,00	7050,00
Maximum	146,00	245,39	20,30	24,70	17,20	1568,00	2352,00	3795,00	2431,00	649,00	343,00	10052,00
StdDev	12,68	26,40	7,70	7,55	8,07	424,98	262,14	738,59	391,46	76,18	104,44	1205,37
1997												
Mean	91,09	86,75	6,77	10,40	3,16	1496,40	2250,48	3305,26	1502,40	590,86	242,43	8902,88
Minimum	64,67	20,04	-16,00	-12,80	-18,90	1145,00	1680,00	2128,00	384,00	436,00	,00	7023,00
Maximum	139,00	176,33	22,90	28,40	20,10	1863,00	2410,00	3937,00	2431,00	1121,00	657,00	9941,00
StdDev	14,83	28,92	9,47	9,66	9,35	139,98	249,24	509,36	468,78	160,73	184,47	738,99
Grand Total												
Mean	97,63	120,13	6,46	9,70	3,27	1390,75	2212,30	3221,18	1609,46	574,32	222,48	8785,54
Minimum	64,67	20,04	-19,50	-14,10	-24,40	561,00	1680,00	2128,00	384,00	330,00	,00	7023,00
Maximum	146,00	245,39	22,90	28,40	20,10	1863,00	2410,00	3937,00	2431,00	1121,00	657,00	10052,00
StdDev	16,40	51,45	8,85	8,96	8,88	302,31	258,85	586,47	484,82	146,51	170,76	890,26

- - Correlation Coefficients - -

	YOHINTA	NP_YO	C_MAX	C_MIN	VESI	YDIN	VASTAP	LAUHDE	TUONTI	VIENTI	KYSYNTA
YOHINTA	1,0000 (363) P= ,	,6351 (363) P= ,000	-,7471 (363) P= ,000	-,6762 (363) P= ,000	-,0029 (56) P= ,983	,6119 (56) P= ,000	,7613 (56) P= ,000	,5389 (56) P= ,000	-,6074 (56) P= ,000	,4087 (56) P= ,002	,7936 (56) P= ,000
NP_YO	,6351 (363) P= ,000	1,0000 (363) P= ,	-,2875 (363) P= ,000	-,1970 (363) P= ,000	-,7776 (56) P= ,000	,0108 (56) P= ,937	,0629 (56) P= ,645	,8470 (56) P= ,000	-,6522 (56) P= ,000	,3852 (56) P= ,003	,0607 (56) P= ,657
C_MAX	-,7471 (363) P= ,000	-,2875 (363) P= ,000	1,0000 (363) P= ,	,9313 (363) P= ,000	-,3993 (56) P= ,002	-,6831 (56) P= ,000	-,9160 (56) P= ,000	-,1453 (56) P= ,285	,3855 (56) P= ,003	-,1867 (56) P= ,168	-,9175 (56) P= ,000
C_MIN	-,6762 (363) P= ,000	-,1970 (363) P= ,000	,9313 (363) P= ,000	1,0000 (363) P= ,	-,3119 (56) P= ,019	-,5449 (56) P= ,000	-,7747 (56) P= ,000	-,2270 (56) P= ,093	,3419 (56) P= ,010	-,2608 (56) P= ,052	-,7920 (56) P= ,000
VESI	-,0029 (56) P= ,983	-,7776 (56) P= ,000	-,3993 (56) P= ,002	-,3119 (56) P= ,019	1,0000 (56) P= ,	,3063 (56) P= ,022	,3463 (56) P= ,009	-,6781 (56) P= ,000	,4699 (56) P= ,000	-,1910 (56) P= ,159	,4013 (56) P= ,002
YDIN	,6119 (56) P= ,000	,0108 (56) P= ,937	-,6831 (56) P= ,000	-,5449 (56) P= ,000	,3063 (56) P= ,022	1,0000 (56) P= ,	,7129 (56) P= ,000	,0337 (56) P= ,805	-,5764 (56) P= ,000	,4767 (56) P= ,000	,6964 (56) P= ,000
VASTAP	,7613 (56) P= ,000	,0629 (56) P= ,645	-,9160 (56) P= ,000	-,7747 (56) P= ,000	,3463 (56) P= ,009	,7129 (56) P= ,000	1,0000 (56) P= ,	,2386 (56) P= ,077	-,4775 (56) P= ,000	,3188 (56) P= ,017	,9738 (56) P= ,000
LAUHDE	,5389 (56) P= ,000	,8470 (56) P= ,000	-,1453 (56) P= ,285	-,2270 (56) P= ,093	-,6781 (56) P= ,000	,0337 (56) P= ,805	,2386 (56) P= ,077	1,0000 (56) P= ,	-,6701 (56) P= ,000	,5456 (56) P= ,000	,2664 (56) P= ,047
TUONTI	-,6074 (56) P= ,000	-,6522 (56) P= ,000	,3855 (56) P= ,003	,3419 (56) P= ,010	,4699 (56) P= ,000	-,5764 (56) P= ,000	-,4775 (56) P= ,000	-,6701 (56) P= ,000	1,0000 (56) P= ,	-,5605 (56) P= ,000	-,4155 (56) P= ,001
VIENTI	,4087 (56) P= ,002	,3852 (56) P= ,003	-,1867 (56) P= ,168	-,2608 (56) P= ,052	-,1910 (56) P= ,159	,4767 (56) P= ,000	,3188 (56) P= ,017	,5456 (56) P= ,000	-,5605 (56) P= ,000	1,0000 (56) P= ,	,2968 (56) P= ,026
KYSYNTA	,7936 (56) P= ,000	,0607 (56) P= ,657	-,9175 (56) P= ,000	-,7920 (56) P= ,000	,4013 (56) P= ,002	,6964 (56) P= ,000	,9738 (56) P= ,000	,2664 (56) P= ,047	-,4155 (56) P= ,001	,2968 (56) P= ,026	1,0000 (56) P= ,

(Coefficient / (Cases) / 2-tailed Significance) " , " is printed if a coefficient cannot be computed

L2.3 Viikkoaineisto
(kaikki muuttujat aritmeettisia keskiarvoja vuorokausiaineistosta)

Vuosi	VKOHINTA	NP_VKO	C_KA	C_MAX	C_MIN	VESI	YDIN	VASTAP	LAUHDE	TUONTI	VIENTI	KYSYNTA
1996												
Mean	126,27	187,21	6,05	8,62	3,59	1204,70	2142,83	2638,35	1907,11	559,12	219,52	8232,58
Minimum	98,85	151,02	-9,30	-5,06	-13,53	797,62	1834,52	1390,48	1123,81	441,07	89,88	6861,31
Maximum	200,83	232,51	19,03	22,63	15,94	1758,33	2370,24	3749,41	2688,10	629,76	485,12	10120,83
StdDev	22,78	26,39	7,18	7,15	7,36	322,03	240,70	610,34	497,41	44,32	148,01	763,35
1997												
Mean	106,39	93,91	6,72	10,35	3,11	1563,08	2238,38	2625,56	1093,45	851,02	72,93	8298,56
Minimum	78,82	50,14	-7,34	-2,89	-11,80	1051,79	1561,31	915,48	409,52	523,21	,00	5723,21
Maximum	182,46	169,13	21,64	25,67	17,21	1964,29	2433,93	3804,76	2110,12	1225,60	533,93	10052,38
StdDev	25,21	28,85	9,37	9,57	9,13	249,60	280,07	934,41	407,16	202,21	141,42	1155,03
Grand Total												
Mean	113,66	128,00	6,48	9,71	3,28	1426,89	2202,07	2630,42	1402,64	740,10	128,63	8273,49
Minimum	78,82	50,14	-9,30	-5,06	-13,53	797,62	1561,31	915,48	409,52	441,07	,00	5723,21
Maximum	200,83	232,51	21,64	25,67	17,21	1964,29	2433,93	3804,76	2688,10	1225,60	533,93	10120,83
StdDev	25,99	53,16	8,57	8,73	8,45	327,28	267,40	819,42	592,91	215,04	159,55	1015,82

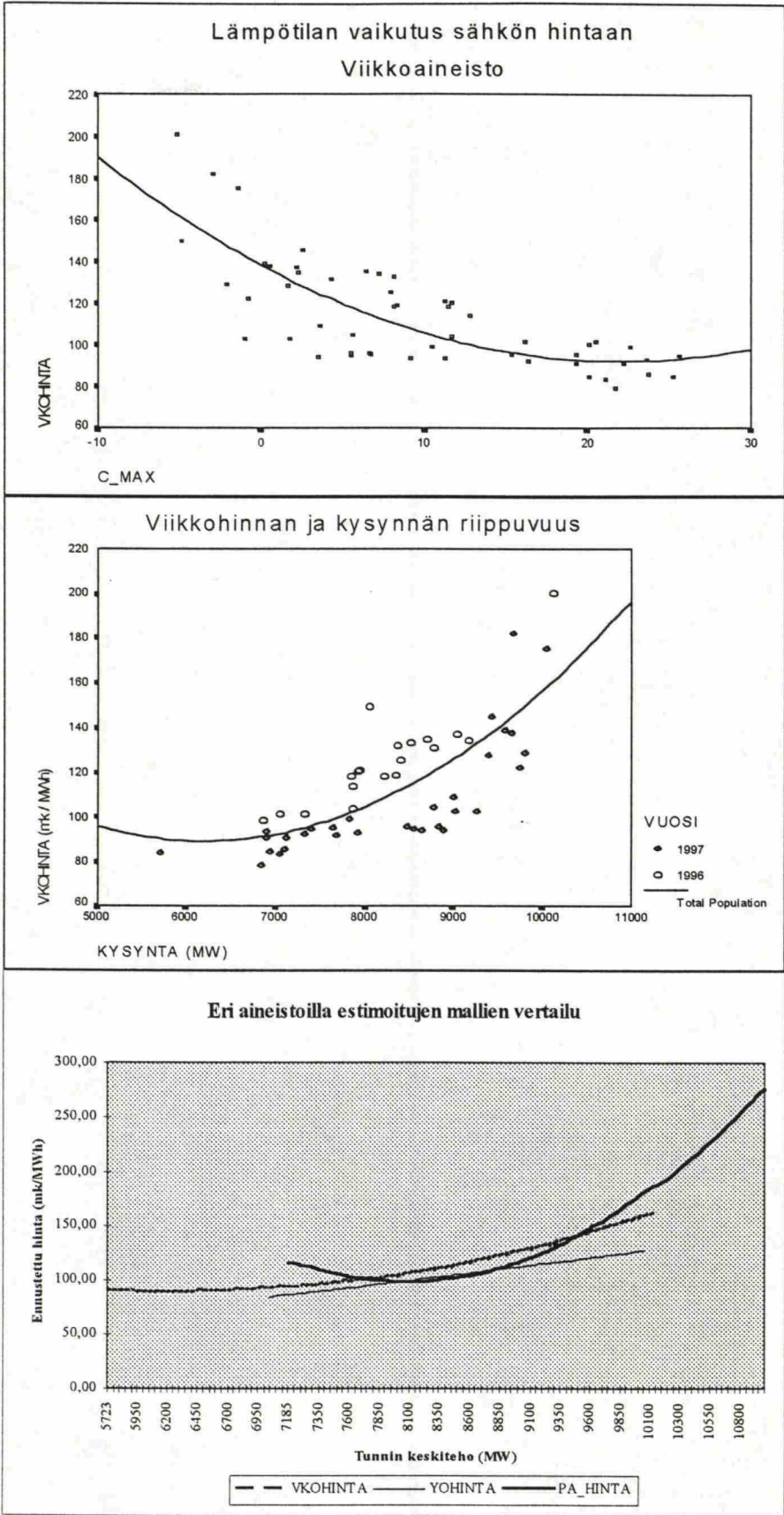
-- Correlation Coefficients --

	VKOHINTA	NP_VKO	C_MAX	C_MIN	VESI	YDIN	VASTAP	LAUHDE	TUONTI	VIENTI	KYSYNTA
VKOHINTA	1,0000 (52) P= ,	,5563 (52) P= ,000	-,7232 (52) P= ,000	-,6994 (52) P= ,000	,1504 (50) P= ,297	,2449 (50) P= ,087	,6902 (50) P= ,000	,4856 (50) P= ,000	-,6818 (50) P= ,000	,5458 (50) P= ,000	,7230 (50) P= ,000
NP_VKO	,5563 (52) P= ,000	1,0000 (52) P= ,	-,2759 (52) P= ,048	-,1827 (52) P= ,195	-,5129 (50) P= ,000	-,1937 (50) P= ,178	,2202 (50) P= ,124	,9046 (50) P= ,000	-,8450 (50) P= ,000	,7070 (50) P= ,000	,1994 (50) P= ,165
C_MAX	-,7232 (52) P= ,000	-,2759 (52) P= ,048	1,0000 (52) P= ,	,9715 (52) P= ,000	-,2542 (50) P= ,075	-,4350 (50) P= ,002	-,9497 (50) P= ,000	-,1744 (50) P= ,226	,5531 (50) P= ,000	-,2887 (50) P= ,042	-,9018 (50) P= ,000
C_MIN	-,6994 (52) P= ,000	-,1827 (52) P= ,195	,9715 (52) P= ,000	1,0000 (52) P= ,	-,3590 (50) P= ,010	-,3618 (50) P= ,010	-,9057 (50) P= ,000	-,1021 (50) P= ,480	,4432 (50) P= ,001	-,2119 (50) P= ,140	-,8740 (50) P= ,000
VESI	,1504 (50) P= ,297	-,5129 (50) P= ,000	-,2542 (50) P= ,075	-,3590 (50) P= ,010	1,0000 (50) P= ,	-,0102 (50) P= ,944	,2360 (50) P= ,099	-,5204 (50) P= ,000	,2713 (50) P= ,057	-,3961 (50) P= ,004	,3257 (50) P= ,021
YDIN	,2449 (50) P= ,087	-,1937 (50) P= ,178	-,4350 (50) P= ,002	-,3618 (50) P= ,010	-,0102 (50) P= ,944	1,0000 (50) P= ,	,4454 (50) P= ,001	-,3128 (50) P= ,027	-,0469 (50) P= ,746	,0126 (50) P= ,931	,4247 (50) P= ,002
VASTAP	,6902 (50) P= ,000	,2202 (50) P= ,124	-,9497 (50) P= ,000	-,9057 (50) P= ,000	,2360 (50) P= ,099	,4454 (50) P= ,001	1,0000 (50) P= ,	,2295 (50) P= ,109	-,5071 (50) P= ,000	,3357 (50) P= ,017	,9738 (50) P= ,000
LAUHDE	,4856 (50) P= ,000	,9046 (50) P= ,000	-,1744 (50) P= ,226	-,1021 (50) P= ,480	-,5204 (50) P= ,000	-,3128 (50) P= ,027	,2295 (50) P= ,109	1,0000 (50) P= ,	-,7216 (50) P= ,000	,8069 (50) P= ,000	,2394 (50) P= ,094
TUONTI	-,6818 (50) P= ,000	-,8450 (50) P= ,000	,5531 (50) P= ,000	,4432 (50) P= ,001	,2713 (50) P= ,057	-,0469 (50) P= ,746	-,5071 (50) P= ,000	-,7216 (50) P= ,000	1,0000 (50) P= ,	-,6822 (50) P= ,000	-,4363 (50) P= ,002
VIENTI	,5458 (50) P= ,000	,7070 (50) P= ,000	-,2887 (50) P= ,042	-,2119 (50) P= ,140	-,3961 (50) P= ,004	,0126 (50) P= ,931	,3357 (50) P= ,017	,8069 (50) P= ,000	-,6822 (50) P= ,000	1,0000 (50) P= ,	,3160 (50) P= ,025
KYSYNTA	,7230 (50) P= ,000	,1994 (50) P= ,165	-,9018 (50) P= ,000	-,8740 (50) P= ,000	,3257 (50) P= ,021	,4247 (50) P= ,002	,9738 (50) P= ,000	,2394 (50) P= ,094	-,4363 (50) P= ,002	,3160 (50) P= ,025	1,0000 (50) P= ,

(Coefficient / (Cases) / 2-tailed Significance)

" , " is printed if a coefficient cannot be computed

LIITE 3: Hinnan riippuvuus lämpötilasta ja kysynnästä viikkoaineistolla



LIITE 4: Osittaiskorrelaatiomatriisi: volyymi-indeksien ja IVO-93 tariffin hinta-vaikutus

PARTIAL CORRELATION COEFFICIENTS
Controlling for.. NP_HINTA KYSYNTA C_KA

	KKHINTA	VI_KOKO	VI_MET	VI_PAP	IVO93
KKHINTA	1,0000 (0) P= ,	,1982 (6) P= ,638	,4604 (6) P= ,251	-,4828 (6) P= ,226	,7007 (6) P= ,053
VI_KOKO	,1982 (6) P= ,638	1,0000 (0) P= ,	,9260 (6) P= ,001	,4165 (6) P= ,305	,3563 (6) P= ,386
VI_MET	,4604 (6) P= ,251	,9260 (6) P= ,001	1,0000 (0) P= ,	,0628 (6) P= ,883	,4314 (6) P= ,286
VI_PAP	-,4828 (6) P= ,226	,4165 (6) P= ,305	,0628 (6) P= ,883	1,0000 (0) P= ,	-,0614 (6) P= ,885
IVO93	,7007 (6) P= ,053	,3563 (6) P= ,386	,4314 (6) P= ,286	-,0614 (6) P= ,885	1,0000 (0) P= ,

(Coefficient / (D.F.) / 2-tailed Significance)

LIITE 5: Päiväsähkön hinnan selitysmallin estimointi**L5.1 Lineaarinen malli**

Multiple R ,89711
 R Square ,80480
 Adjusted R Square ,78949
 Standard Error 25,15726

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	4	133079,35581	33269,83895
Residual	51	32277,27136	632,88767
F =	52,56832	Signif F = ,0000	

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
KYSYNTA	,078343	,009574	1,340461	,142635	7,011	8,183	,0000
LAUHDE	-,035811	,016381	-,327623	,170421	5,868	-2,186	,0334
NP_PA	,604820	,173550	,470275	,210186	4,758	3,485	,0010
VASTAP	-,047472	,013369	-,534123	,169174	5,911	-3,551	,0008
(Constant)	-454,129309	49,178888				-9,234	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	33,9688	252,9589	161,2793	49,1897	56
*RESID	-52,9894	56,7247	,0000	24,2252	56
*ZPRED	-2,5882	1,8638	,0000	1,0000	56
*ZRESID	-2,1063	2,2548	,0000	,9630	56
Total Cases =	363				
Durbin-Watson Test =	1,30667				

L5.2 Eksponenttifunktio (lg y:stä)

Multiple R ,93865
 R Square ,88107
 Adjusted R Square ,87420
 Standard Error ,04961

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	,94797	,31599
Residual	52	,12797	,00246
F =	128,40571	Signif F = ,0000	

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
DUMMY2	-,072500	,019048	-,192096	,897916	1,114	-3,806	,0004
KYSYNTA	1,15296E-04	7,5678E-06	,773364	,887602	1,127	15,235	,0000
NP_PA	9,26428E-04	1,5874E-04	,282393	,976915	1,024	5,836	,0000
(Constant)	,957959	,074540				12,852	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	1,7795	2,3942	2,1848	,1313	56
*RESID	-,0800	,1226	,0000	,0482	56
*ZPRED	-3,0872	1,5949	,0000	1,0000	56
*ZRESID	-1,6124	2,4723	,0000	,9723	56
Total Cases =	363				

Durbin-Watson Test = ,90163

L5.3 Potenssifunktio (lg kaikista muuttujista)

Multiple R ,91796
 R Square ,84265
 Adjusted R Square ,83261
 Standard Error ,05388

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	,73081	,24360
Residual	47	,13646	,00290

F = 83,90030 Signif F = ,0000

Variable	B	SE B	Beta	T	Sig T
LG NP	,326399	,075938	,279627	4,298	,0001
LGKYSYNT	3,851203	,408721	1,155092	9,423	,0000
LGVASTAP	-,617430	,210121	-,373270	-2,938	,0051
(Constant)	-11,670478	1,001232		-11,656	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	1,7219	2,4124	2,1785	,1454	56
*RESID	-,0975	,1802	,0063	,0586	56
*ZPRED	-3,9812	1,7299	-,2047	1,2028	56
*ZRESID	-1,8089	3,3446	,1172	1,0878	56
Total Cases =		363			
Durbin-Watson Test =		1,23181			

L5.4 Polynomimalli

Multiple R ,96072
 R Square ,92298
 Adjusted R Square ,91527
 Standard Error 15,96016

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	5	152620,29094	30524,05819
Residual	50	12736,33623	254,72672

F = 119,83061 Signif F = ,0000

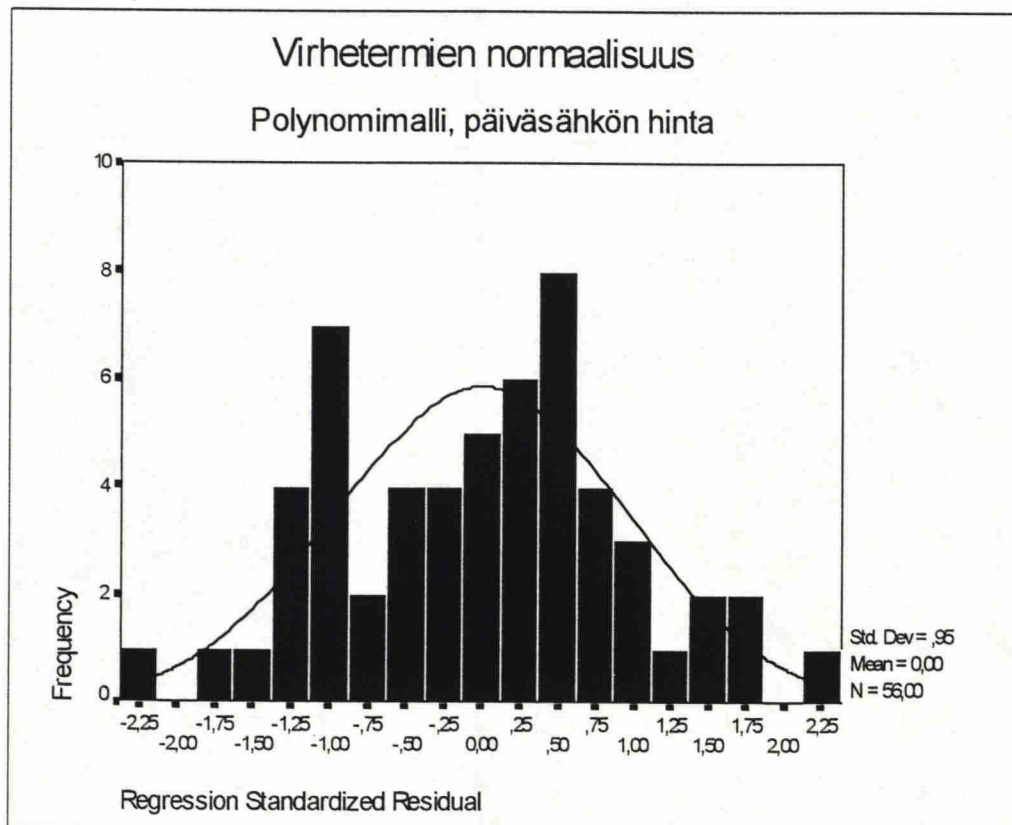
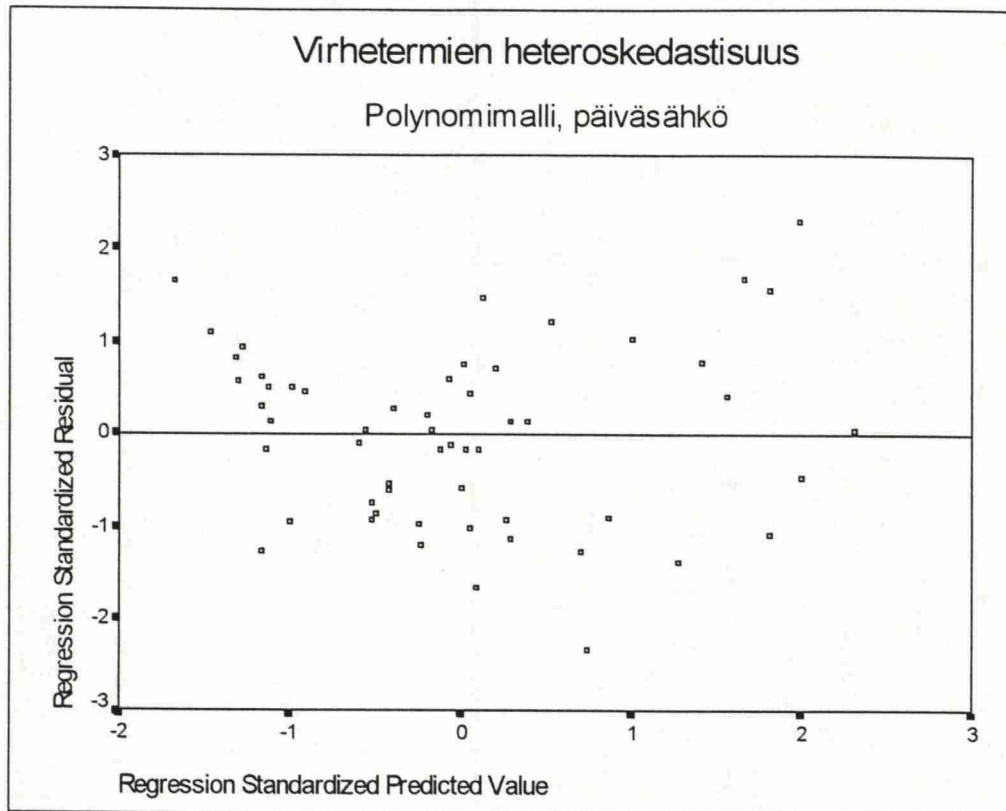
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
DUMMY2	-25,115974	6,135464	-,169752	,895834	1,116	-4,094	,0002
KYSNP#	3,52198E-04	6,5389E-05	,387601	,297468	3,362	5,386	,0000
KYSYNT2#	1,20515E-05	2,6587E-06	,243467	,533985	1,873	4,533	,0000
KYSYNTA#	,039825	,003991	,681406	,330382	3,027	9,979	,0000
NP_PA#	,642041	,087319	,499216	,334180	2,992	7,353	,0000
(Constant)	141,140299	3,145000				44,878	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	73,5501	283,1866	161,2793	52,6775	56
*RESID	-37,2193	36,7033	,0000	15,2174	56
*ZPRED	-1,6654	2,3142	,0000	1,0000	56
*ZRESID	-2,3320	2,2997	,0000	,9535	56

Durbin-Watson Test = 1,83211

L5.5 Polynomimallin heteroskedastisuus ja normalisuus



LIITE 6: Yösähkön hinnan selitysmallin estimointi**L6.1 Lineaarinen malli**

Multiple R ,93152
 R Square ,86773
 Adjusted R Square ,86010
 Standard Error 5,76806

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	11349,88513	3783,29504
Residual	52	1730,06643	33,27051
F =	113,71317	Signif F = ,0000	

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
C_MAX	-,890385	,322255	-,350298	,158247	6,319	-2,763	,0079
KYSYNTA	,007689	,002196	,443879	,158227	6,320	3,501	,0010
NP_YO	,174578	,018892	,466939	,996221	1,004	9,241	,0000
(Constant)	19,935206	20,306638				,982	,3308

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	69,3290	132,8598	109,1359	14,3653	56
*RESID	-13,6111	12,4691	,0000	5,6085	56
*ZPRED	-2,7710	1,6515	,0000	1,0000	56
*ZRESID	-2,3597	2,1618	,0000	,9723	56
Total Cases =	363				

Durbin-Watson Test = 1,14079

L6.2 Eksponenttifunktio (lg y:stä)

Multiple R ,93862
 R Square ,88100
 Adjusted R Square ,87167
 Standard Error ,02339

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	4	,20663	,05166
Residual	51	,02791	,00055
F =	94,39285	Signif F = ,0000	

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
C_MAX	-,002787	,001323	-,258964	,154431	6,475	-2,107	,0401
KYSYNTA	3,01507E-05	9,1775E-06	,411043	,149056	6,709	3,285	,0018
NP_YO	7,74903E-04	7,6702E-05	,489453	,994110	1,006	10,103	,0000
YDIN	3,93733E-05	1,7207E-05	,156070	,501600	1,994	2,288	,0263
(Constant)	1,581890	,084691				18,678	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	1,8530	2,1284	2,0334	,0613	56
*RESID	-,0804	,0586	,0000	,0225	56
*ZPRED	-2,9431	1,5499	,0000	1,0000	56
*ZRESID	-3,4379	2,5058	,0000	,9630	56

Durbin-Watson Test = 1,48541

L6.3 Potenssifunktio (lg kaikista muuttujista)

Multiple R ,90493
 R Square ,81890
 Adjusted R Square ,80734
 Standard Error ,02515

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	,13443	,04481
Residual	47	,02973	,00063
F = 70,84000		Signif F = ,0000	

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	Beta	T	Sig T
LGK MAX	-4,487058	,396654	-,706373	-11,312	,0000
LGNP YO	,170130	,031092	,401726	5,472	,0000
LGVIENTI	,022595	,008455	,197145	2,672	,0103
(Constant)	12,574733	,968377		12,985	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	1,8394	2,1244	2,0440	,0519	51
*RESID	-,0551	,0601	,0000	,0244	51
*ZPRED	-3,9460	1,5503	,0000	1,0000	51
*ZRESID	-2,1925	2,3899	,0000	,9695	51
Total Cases =	363				
Durbin-Watson Test =	1,30746				

L6.4 Polynomimalli

Multiple R ,94971
 R Square ,90196
 Adjusted R Square ,89427
 Standard Error 5,01449

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	4	11797,55258	2949,38815
Residual	51	1282,39897	25,14508
F = 117,29485		Signif F = ,0000	

----- Variables in the Equation -----

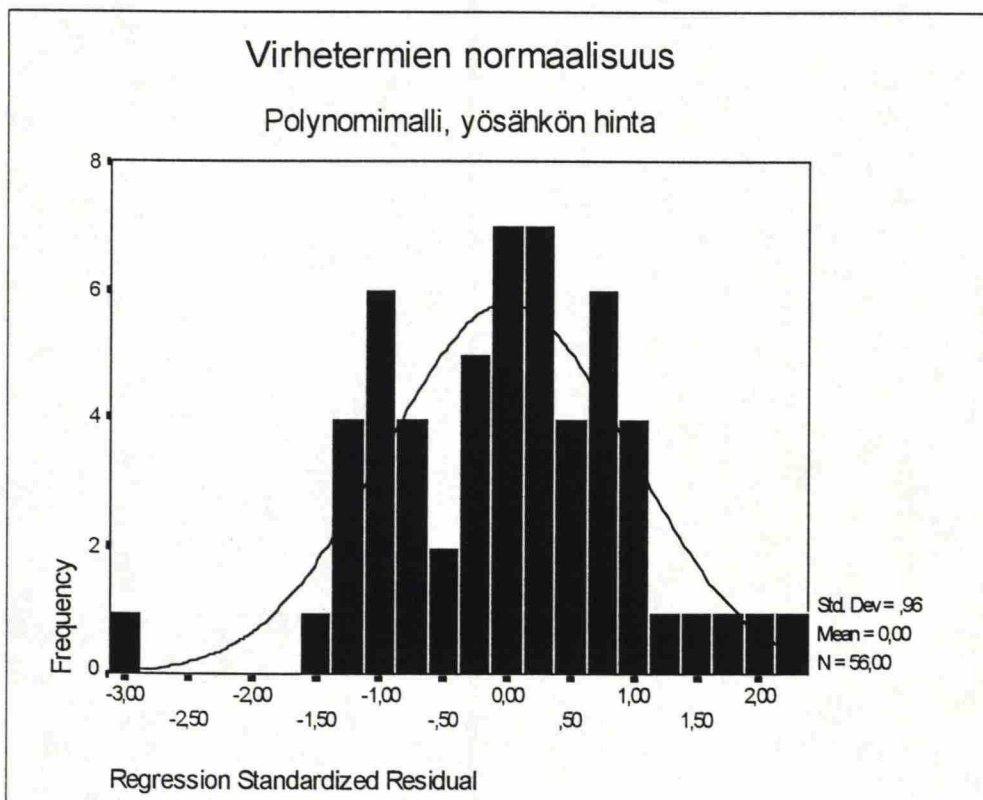
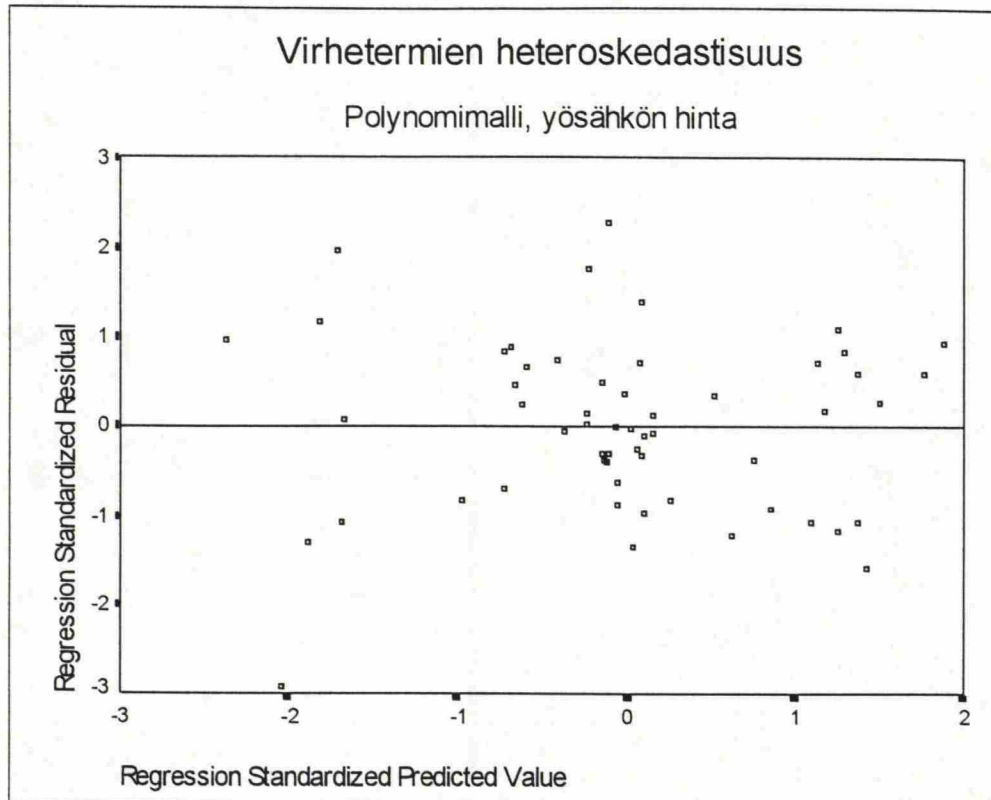
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
KYSNP#	9,90980E-05	2,0951E-05	,386689	,287646	3,476	4,730	,0000
KYSYNTA#	,008538	,001234	,492880	,378903	2,639	6,920	,0000
NP YO#	,284309	,028051	,760434	,341515	2,928	10,135	,0000
YDIN#	,008496	,003644	,142599	,513986	1,946	2,332	,0237
(Constant)	103,601266	,874860				118,420	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	74,4789	136,8452	109,1359	14,6459	56
*RESID	-14,6413	11,4804	,0000	4,8287	56
*ZPRED	-2,3663	1,8920	,0000	1,0000	56
*ZRESID	-2,9198	2,2894	,0000	,9630	56
Total Cases =	363				

Durbin-Watson Test = 1,51920

L6.5 Polynomimallin heteroskedastisuus ja normalisuus



LIITE 7: Sähkön viikkohinnan selitysmallin estimointi

L7.1 Lineaarinen malli

Dependent Variable.. VKOHINTA

Multiple R ,90647

R Square ,82168

Adjusted R Square ,80142

Standard Error 11,71935

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	5	27846,05665	5569,21133
Residual	44	6043,10355	137,34326
F =	40,54958	Signif F = ,0000	

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
C_MAX	-2,790572	,638514	-,897755	,096046	10,412	-4,370	,0001
LÄUHDE	,043656	,005187	,984238	,296310	3,375	8,416	,0000
VASTAP	-,024398	,007244	-,760189	,079557	12,570	-3,368	,0016
VESI	,049737	,008315	,618970	,378473	2,642	5,982	,0000
YDIN	,049866	,009981	,507025	,393514	2,541	4,996	,0000
(Constant)	-37,897775	36,860187				-1,028	,3095

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	69,4576	169,2740	114,2995	23,8388	50
*RESID	-19,8196	36,1705	,0000	11,1053	50
*ZPRED	-1,8811	2,3061	,0000	1,0000	50
*ZRESID	-1,6912	3,0864	,0000	,9476	50
Total Cases =		52			

Durbin-Watson Test = 1,14622

Autokorrelaation oikaisu:

Estimoitu autokorrelaatiokerroin $r=0,423418$

Estimoitu muunnettu malli:

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
AC MAX	-1,138012	,363908	-,328627	,620414	1,612	-3,127	,0031
LÄUHDE	,032419	,005131	,696914	,563216	1,776	6,319	,0000
AVESI	,032364	,008617	,384844	,652587	1,532	3,756	,0005
AYDIN	,029254	,010345	,301777	,601603	1,662	2,828	,0070
(Constant)	-17,961394	21,562083				-,833	,4093

Variables not in the Equation						
Variable	Beta In	Partial Tolerance	VIF	Min Toler	T	Sig T
AVASTAP	-,294058	-,207422	,149995	6,667	,149995	-1,390 ,1716

Durbin-Watson Test = 1,59191

ALKUPERÄISET MUUTTUJAT KORJATTUNA:

variable	B	SE B
C_MAX	-1,138012	,363908
LÄUHDE	,032419	,005131
VESI	,032364	,008617
YDIN	,029254	,010345
(Constant)	-31,1515	37,39639

KORJATTU Error Sum of Squares: 7779,24 ja R Square =0,77

7.2 Eksponenttifunktio (lg y:stä)

Dependent Variable.. LGVKOHIN
 Multiple R ,92824
 R Square ,86163
 Adjusted R Square ,84591
 Standard Error ,03629

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	5	,36086	,07217
Residual	44	,05795	,00132
F =	54,79947	Signif F = ,0000	

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
C MAX	-,003088	9,5806E-04	-,282570	,409091	2,444	-3,223	,0024
LÄUHDE	7,43678E-05	2,2919E-05	,476942	,145554	6,870	3,245	,0022
NP VKO	7,35431E-04	2,3796E-04	,427036	,164716	6,071	3,091	,0035
VESI	1,45139E-04	2,4807E-05	,513801	,407765	2,452	5,851	,0000
YDIN	1,18684E-04	2,8705E-05	,343268	,456234	2,192	4,135	,0002
(Constant)	1,408351	,111425				12,639	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	1,8817	2,2236	2,0479	,0858	50
*RESID	-,0708	,0865	,0000	,0344	50
*ZPRED	-1,9375	2,0474	,0000	1,0000	50
*ZRESID	-1,9497	2,3846	,0000	,9476	50
Total Cases =	52				
Durbin-Watson Test =	,82035				

Autokorrelaation oikaisu:

Estimoitu autokorrelaatiokerroin r=0,580601

Muunnetut muuttujat:

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
AC MAX	-,004760	,001087	-,398878	,743936	1,344	-4,381	,0001
ALÄUHDE	1,03076E-04	1,4401E-05	,670073	,703609	1,421	7,157	,0000
AVESI	8,14967E-05	2,4547E-05	,290964	,802913	1,245	3,320	,0018
AYDIN	7,05461E-05	2,8998E-05	,233944	,666906	1,499	2,433	,0191
(Constant)	,703039	,042439				16,566	,0000

Variables not in the Equation						
Variable	Beta In	Partial Tolerance	VIF	Min Toler	T	Sig T
ANP_VKO	,153198	,168152	,326908	3,059	,326908	1,119 ,2695

Durbin-Watson Test = 1,64234

ALKUPERÄISET MUUTTUJAT:

Variable	B	SE B
C MAX	-,004760	,001087
LÄUHDE	1,03076E-04	1,4401E-05
VESI	8,14967E-05	2,4547E-05
YDIN	7,05461E-05	2,8998E-05
Constant)	1,6763011	,10119

Korjattu Error Sum of Squares: 0.0784 ja R-Square 0.8156

L7.3 Potenssifunktio (lg kaikista muuttujista)

Multiple R ,88568
 R Square ,78444
 Adjusted R Square ,76742
 Standard Error ,04209

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	,24500	,08167
Residual	38	,06733	,00177
F = 46,09393		Signif F = ,0000	

Variables in the Equation					
Variable	B	SE B	Beta	T	Sig T
LGKYSYNT	2,217171	,492017	1,305026	4,506	,0001
LGTUONTI	-,529200	,067367	-,599706	-7,856	,0000
LGVASTAP	-,497818	,190391	-,759698	-2,615	,0127
(Constant)	-3,435175	1,315437		-2,611	,0128

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	1,8616	2,1967	2,0441	,0898	50
*RESID	-,0881	,1183	,0038	,0387	50
*ZPRED	-2,6626	1,6727	-,3013	1,1615	50
*ZRESID	-2,0931	2,8097	,0905	,9187	50

Total Cases = 363

Durbin-Watson Test = ,53052

L7.4 Polynomimalli

Dependent Variable.. VKOHINTA
 Multiple R ,96357
 R Square ,92847
 Adjusted R Square ,92034
 Standard Error 7,42238

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	5	31465,12671	6293,02534
Residual	44	2424,03349	55,09167
F = 114,22825		Signif F = ,0000	

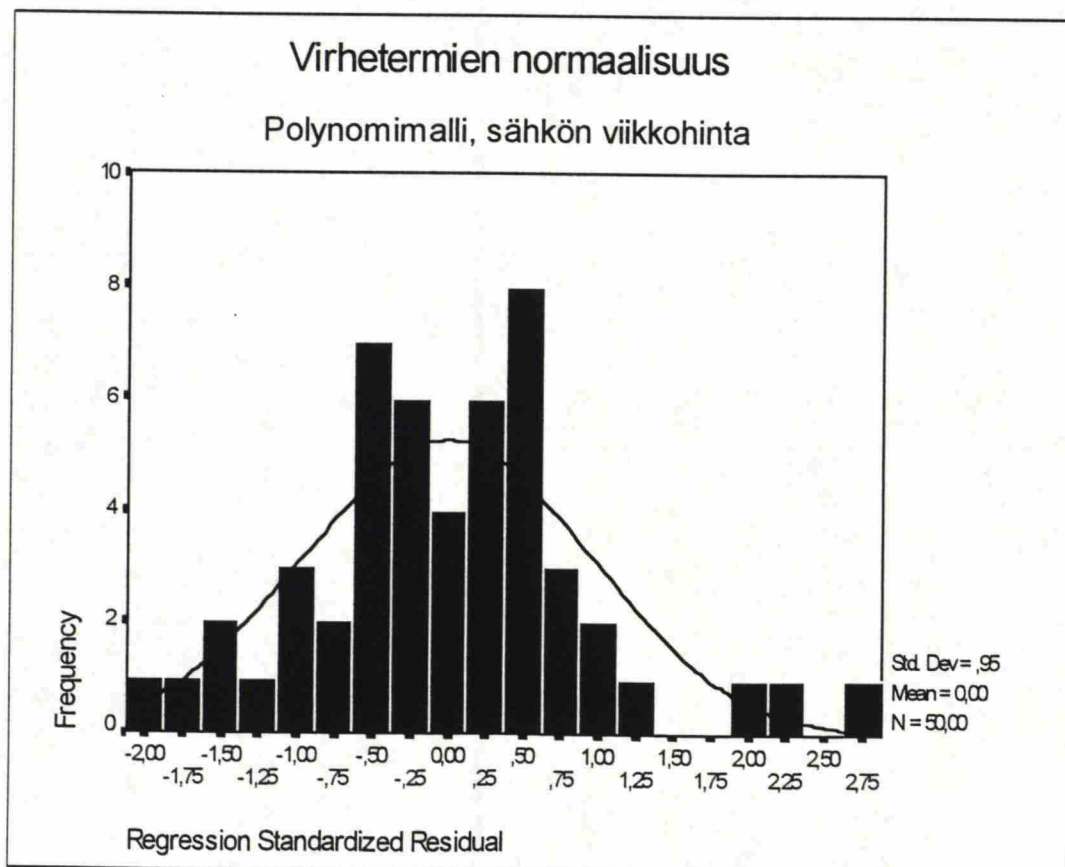
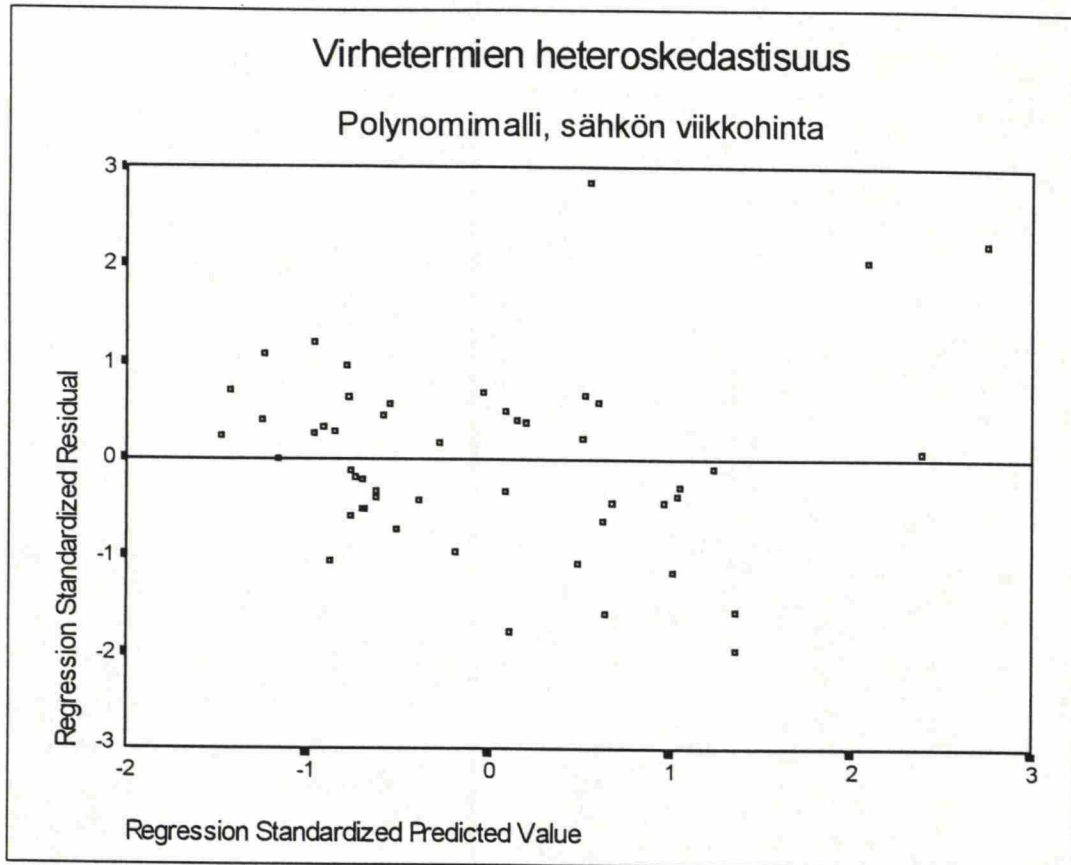
Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
KYSNP#	2,58972E-04	2,5340E-05	,491491	,702890	1,423	10,220	,0000
KYSYNTA#	,012358	,001540	,477343	,459486	2,176	8,025	,0000
NP_VKO#	,440014	,030774	,898190	,411958	2,427	14,298	,0000
NP_VKO2#	-,002329	6,2663E-04	-,230577	,422220	2,368	-3,716	,0006
VESI#	,014403	,004503	,179243	,517667	1,932	3,199	,0026
(Constant)	117,482424	2,057278				57,106	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	77,1402	184,2928	114,2995	25,3406	50
*RESID	-14,6058	21,0957	,0000	7,0335	50
*ZPRED	-1,4664	2,7621	,0000	1,0000	50
*ZRESID	-1,9678	2,8422	,0000	,9476	50

Total Cases = 52

Durbin-Watson Test = 1,50378

L7.5 Polynomimallin virhetermien heteroskedastisuus ja normalisuus

LIITE 8: Eksponenttifunktiot ilman Nord Poolin hintaa

L8.1 Päiväsähkön hinta

Dependent Variable.. LGPA_HINTA
Multiple R ,94111
R Square ,88576
Adjusted R Square ,87434
Standard Error ,04958

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	5	,95302	,19060
Residual	50	,12292	,00246
F =	77,53454	Signif F = ,0000	

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
KYSYNTA	2,48667E-04	1,8044E-05	1,667971	,155971	6,411	13,781	,0000
DUMMY1	,043082	,021124	,108762	,803453	1,245	2,040	,0467
YDIN	7,92212E-05	3,7004E-05	,148292	,476209	2,100	2,141	,0372
VESI	-1,14071E-04	3,0689E-05	-,233070	,581115	1,721	-3,717	,0005
VASTAP	-1,83519E-04	2,8736E-05	-,809468	,142218	7,031	-6,386	,0000
(Constant)	,454553	,107500				4,228	,0001

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	1,8145	2,4325	2,1848	,1316	56
*RESID	-,1110	,1247	,0000	,0473	56
*ZPRED	-2,8134	1,8819	,0000	1,0000	56
*ZRESID	-2,2380	2,5160	,0000	,9535	56
Total Cases =	363				
Durbin-Watson Test =	1,31698				

L8.2 Yösähkön hinta

Dependent Variable.. LGYOHINT
Multiple R ,91747
R Square ,84176
Adjusted R Square ,83263
Standard Error ,02672

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	3	,19743	,06581
Residual	52	,03711	,00071
F =	92,20316	Signif F = ,0000	

Variables in the Equation							
Variable	B	SE B	Beta	Tolerance	VIF	T	Sig T
C MAX	-,005772	8,2465E-04	-,536231	,518406	1,929	-6,999	,0000
YDIN	6,10162E-05	1,9135E-05	,241859	,528977	1,890	3,189	,0024
LAUHDE	6,53084E-05	7,5411E-06	,484864	,970854	1,030	8,660	,0000
(Constant)	1,810047	,046903				38,591	,0000

Residuals Statistics:

	Min	Max	Mean	Std Dev	N
*PRED	1,8720	2,1137	2,0334	,0599	56
*RESID	-,0749	,0574	,0000	,0260	56
*ZPRED	-2,6938	1,3408	,0000	1,0000	56
*ZRESID	-2,8034	2,1492	,0000	,9723	56

Durbin-Watson Test = 1,02300

L8.3 Sähkön viikkohinta

Sama malli kuin liitteessä 7.2.